



Prospetto Informativo

relativo all'Offerta Pubblica di Sottoscrizione e alla contestuale
ammissione a quotazione sul Mercato Telematico delle Obbligazioni
delle

obbligazioni del prestito denominato "Eni TF 2011/2017"
e delle

obbligazioni del prestito denominato "Eni TV 2011/2017"

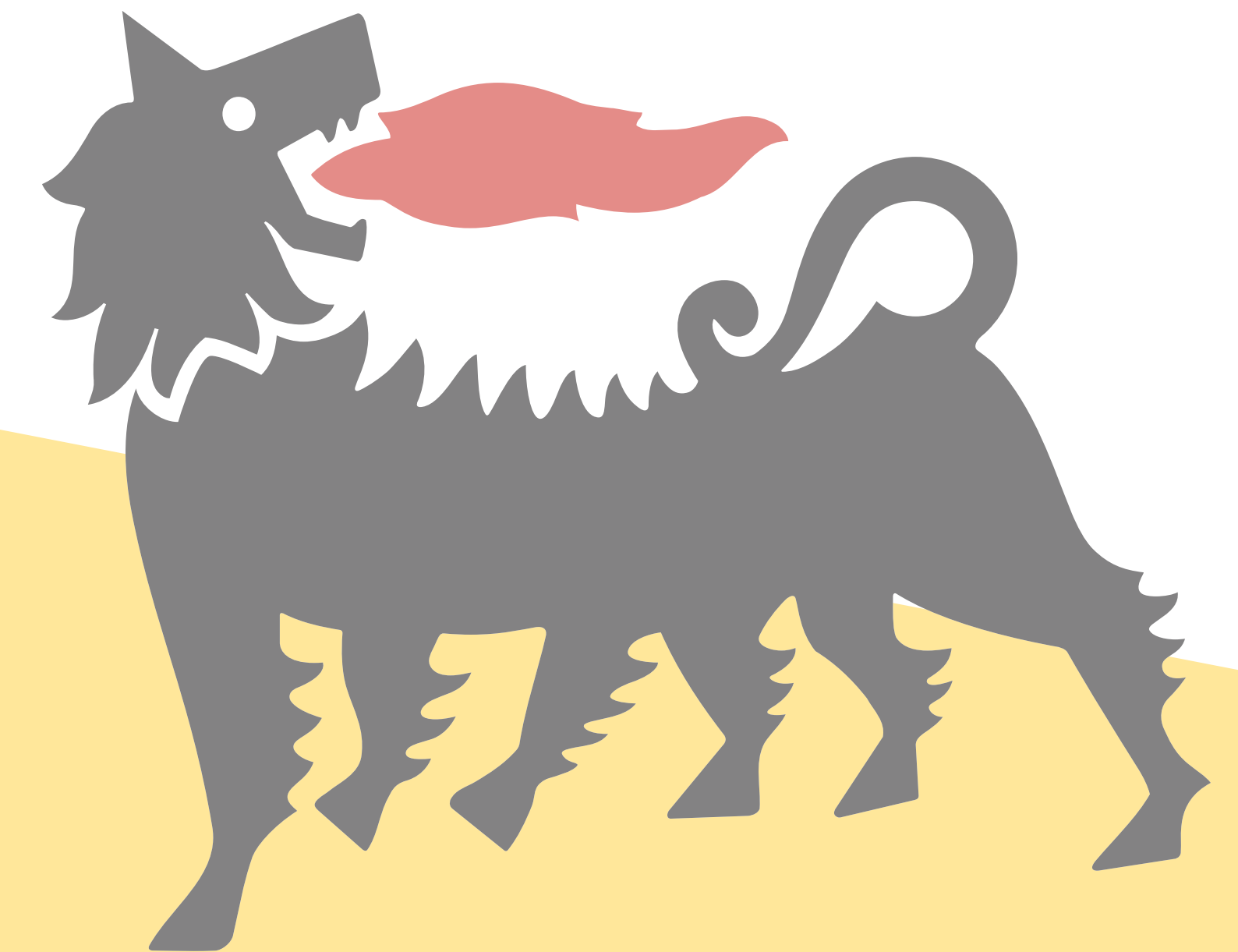
Coordinatori dell'Offerta e Responsabili del Collocamento



Prospetto di offerta e quotazione (il "Prospetto") depositato presso la
Consob in data 9 settembre 2011, a seguito di approvazione comunicata
con nota n. 11076487 del 7 settembre 2011.

L'adempimento di pubblicazione del Prospetto non comporta alcun giudizio della CONSOB sull'opportunità dell'investimento proposto e sul merito dei dati e delle notizie allo stesso relativi. Il Prospetto è disponibile sui siti internet dei Responsabili del Collocamento, dei soggetti collocatori, di Borsa Italiana S.p.A. e, unitamente all'ulteriore documentazione relativa all'offerta, su quello di Eni S.p.A. www.eni.com. Copia cartacea del Prospetto può essere richiesta gratuitamente presso la sede sociale di Eni S.p.A. in Roma, Piazzale Enrico Mattei 1, nonché presso i Responsabili del Collocamento e i soggetti collocatori.





INDICE

GLOSSARIO	5
NOTA DI SINTESI.....	13
SEZIONE PRIMA – DOCUMENTO DI REGISTRAZIONE	39
1. PERSONE RESPONSABILI.....	41
1.1 PERSONE RESPONSABILI DELLE INFORMAZIONI CONTENUTE NEL PROSPETTO	41
1.2 DICHIARAZIONE DI RESPONSABILITÀ	41
2. REVISORI LEGALI DEI CONTI	42
2.1 NOME E INDIRIZZO DEI REVISORI DELL’EMITTENTE.....	42
2.2 INDICARE SE I REVISORI SI SONO DIMESSI, SONO STATI RIMOSSE DALL’INCARICO O NON SONO STATI RINOMINATI DURANTE IL PERIODO CUI SI RIFERISCONO LE INFORMAZIONI FINANZIARIE RELATIVE AGLI ANNI PASSATI	42
3. INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE DEL GRUPPO ENI	43
3.1 DATI DI CONTO ECONOMICO, STATO PATRIMONIALE E RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATI DEL GRUPPO PER L’ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2010.....	44
3.2 DATI DI CONTO ECONOMICO, RENDICONTO FINANZIARIO E STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATI DEL GRUPPO PER IL SEMESTRE CHIUSO AL 30 GIUGNO 2011	48
4. FATTORI DI RISCHIO.....	53
4.1 PRINCIPALI FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL’EMITTENTE E AL GRUPPO	53
4.2 PRINCIPALI FATTORI DI RISCHIO ASSOCIATI AGLI STRUMENTI FINANZIARI.....	78
4.3 ESEMPLIFICAZIONE DEI RENDIMENTI	86
5. INFORMAZIONI SULL’EMITTENTE	98
5.1 STORIA ED EVOLUZIONE DELL’EMITTENTE	98
5.2 INVESTIMENTI	99
6. PANORAMICA DELLE ATTIVITÀ.....	104
6.1 PRINCIPALI ATTIVITÀ.....	104
6.2 PRINCIPALI MERCATI	116
7. STRUTTURA ORGANIZZATIVA.....	132
7.1 GRUPPO DI APPARTENENZA	132
7.2 SOCIETÀ CONTROLLATE DALL’EMITTENTE	132
8. INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE.....	133

8.1	CAMBIAMENTI NEGATIVI SOSTANZIALI DELLE PROSPETTIVE DELL'EMITTENTE E DEL GRUPPO DALLA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2010	133
8.2	INFORMAZIONI SU TENDENZE, INCERTEZZE, RICHIESTE, IMPEGNI O FATTI NOTI CHE POTREBBERO RAGIONEVOLMENTE AVERE RIPERCUSSIONI SIGNIFICATIVE SULLE PROSPETTIVE DELL'EMITTENTE ALMENO PER L'ESERCIZIO IN CORSO	133
9.	PREVISIONI O STIME DEGLI UTILI	134
10.	ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE E DI VIGILANZA.....	135
10.1	NOME, INDIRIZZO E FUNZIONI PRESSO L'EMITTENTE DEI MEMBRI DEGLI ORGANI AMMINISTRATIVI, DI DIREZIONE O DI VIGILANZA.....	135
10.2	CONFLITTI DI INTERESSI DEGLI ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE E DI VIGILANZA.....	146
11.	PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE.....	148
11.1	INFORMAZIONI SUI COMITATI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE DELL'EMITTENTE.....	148
11.2	DICHIARAZIONE ATTESTANTE L'OSSERVANZA DA PARTE DELL'EMITTENTE DELLE NORME IN MATERIA DI GOVERNO SOCIETARIO VIGENTI NEL PAESE DI COSTITUZIONE	150
12.	PRINCIPALI AZIONISTI.....	153
12.1	PERSONE FISICHE E GIURIDICHE CHE ESERCITANO UN CONTROLLO SULLA SOCIETÀ AI SENSI DELL'ARTICOLO 93 DEL TESTO UNICO DELLA FINANZA.....	153
12.2	POTERI SPECIALI DEL MINISTERO DELL'ECONOMIA E DELLE FINANZE	153
12.3	EVENTUALI ACCORDI, NOTI ALL'EMITTENTE, DALLA CUI ATTUAZIONE POSSA SCATURIRE AD UNA DATA SUCCESSIVA UNA VARIAZIONE DELL'ASSETTO DI CONTROLLO DELL'EMITTENTE	156
13.	INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE	157
13.1	INFORMAZIONI FINANZIARIE RELATIVE AGLI ESERCIZI PASSATI.....	157
13.2	BILANCI	158
13.3	REVISIONE DELLE INFORMAZIONI FINANZIARIE ANNUALI	158
13.4	DATA DELLE ULTIME INFORMAZIONI FINANZIARIE.....	159
13.5	INFORMAZIONI FINANZIARIE INFRANNUALI.....	159
13.6	PROCEDIMENTI GIUDIZIARI E ARBITRALI	159
13.7	CAMBIAMENTI SIGNIFICATIVI NELLA SITUAZIONE FINANZIARIA O COMMERCIALE DELL'EMITTENTE	175
14.	INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI	176
14.1	CAPITALE AZIONARIO.....	176
14.2	ATTO COSTITUTIVO E STATUTO	179

14.3	L'ORGANISMO DI VIGILANZA E IL MODELLO 231.....	180
14.4	CORTE DEI CONTI.....	183
15.	CONTRATTI IMPORTANTI.....	184
16.	INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI.....	185
16.1	RELAZIONI E PARERI DI ESPERTI	185
16.2	INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI	185
17.	DOCUMENTAZIONE A DISPOSIZIONE DEL PUBBLICO.....	186
	SEZIONE SECONDA – NOTA INFORMATIVA	187
1.	PERSONE RESPONSABILI.....	189
1.1	PERSONE RESPONSABILI DELLE INFORMAZIONI CONTENUTE NEL PROSPETTO	189
1.2	DICHIARAZIONE DI RESPONSABILITÀ	189
2.	FATTORI DI RISCHIO.....	190
3.	INFORMAZIONI FONDAMENTALI	191
3.1	INTERESSI DI PERSONE FISICHE E GIURIDICHE PARTECIPANTI ALL'EMISSIONE/ALL'OFFERTA	191
3.2	RAGIONI DELL'OFFERTA E IMPIEGO DEI PROVENTI	191
4.	INFORMAZIONI RIGUARDANTI GLI STRUMENTI FINANZIARI DA OFFRIRE/DA AMMETTERE ALLA NEGOZIAZIONE	193
4.1	INFORMAZIONI RELATIVE ALLE OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO FISSO.....	193
4.2	INFORMAZIONI RELATIVE ALLE OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO VARIABILE	206
5.	CONDIZIONI DELL'OFFERTA.....	213
5.1	STATISTICHE RELATIVE ALL'OFFERTA, CALENDARIO PREVISTO E MODALITÀ DI SOTTOSCRIZIONE DELL'OFFERTA	213
5.2	PIANO DI RIPARTIZIONE E DI ASSEGNAZIONE	218
5.3	PREZZO DI OFFERTA	220
5.4	COLLOCAMENTO E SOTTOSCRIZIONE	221
5.5	COMMISSIONI E SPESE RELATIVE ALL'OPERAZIONE	221
6.	AMMISSIONE E MODALITÀ DI NEGOZIAZIONE.....	222
7.	INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI	223
7.1	CONSULENTI LEGATI ALL'EMISSIONE.....	223
7.2	INFORMAZIONI CONTENUTE NELLA PRESENTE SEZIONE SOTTOPOSTE A REVISIONE	223
7.3	PARERI O RELAZIONI DI ESPERTI, INDIRIZZO E QUALIFICA.....	223

7.4	INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI	223
7.5	DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI, AI SENSI DELL'ART. 154-BIS, COMMA 2, DEL TESTO UNICO DELLA FINANZA.....	223
7.6	RATING.....	223
APPENDICI.....		227

GLOSSARIO

Si riporta di seguito un elenco delle definizioni e dei termini utilizzati all'interno del Prospetto. Tali definizioni e termini, salvo quanto diversamente specificato, hanno il significato di seguito indicato, essendo inteso che il medesimo significato si intenderà attribuito sia al singolare sia al plurale.

Annual Report on Form 20 F	Comunicazione annuale effettuata da emittenti non <i>US</i> aventi titoli di capitale negoziati negli Stati Uniti d'America, ai sensi della sezione 13 o 15(d) del United States Securities Exchange Act del 1934.
Appraisal	Serie di azioni (tra cui, perforazione di nuovi pozzi, acquisizione di dati sismici, etc.) che hanno l'obiettivo di determinare l'estensione fisica e di stimare la produzione ottenibile da un campo in cui sono stati scoperti idrocarburi.
Banca IMI	Banca IMI S.p.A., con sede sociale in Milano, Largo Mattioli 3.
Barile	Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
Boe	<i>Barrel of Oil Equivalent</i> . Unità di misura unificata di petrolio e gas naturale; quest'ultimo è convertito da metro cubo in barile di olio equivalente, utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00636. Tale coefficiente è stato aggiornato a partire dal 1° Aprile 2010 (in precedenza 1 metro cubo = 0,00615 barili di petrolio). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta in anni recenti ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i 230 campi a gas di Eni in esercizio a fine 2009. L'aggiornamento ha avuto un impatto di 26 mila boe/giorno sulla produzione e di 106 milioni di boe sul dato delle riserve a inizio periodo. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere adottano specifici coefficienti diversi tra di loro.
Borsa Italiana	Borsa Italiana S.p.A., con sede in Milano, Piazza Affari 6.
Codice Civile	Il Regio Decreto 16 marzo 1942, n. 262, come successivamente modificato ed integrato.
Codice di Autodisciplina	Il Codice di Autodisciplina delle società quotate predisposto ed approvato dal Comitato per la <i>Corporate governance</i> – edizione rivisitata del marzo 2006 e, da ultimo modificata a marzo 2010 – promosso da Borsa Italiana.
Codice Eni	Il codice di autodisciplina Eni adottato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella seduta del 13 dicembre 2006 per recepire ed adeguare alla realtà della Società il Codice di Autodisciplina.
Condensati	Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali, per gli impianti produttivi di superficie.

Consob	Commissione Nazionale per le Società e la Borsa, con sede in Roma, Via G.B. Martini 3.
Contratto di concessione	Tipologia contrattuale utilizzata prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'ambito dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi.
Conversione	Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado o indice di conversione della raffineria": più esso è elevato, più la raffineria è flessibile e offre maggiori prospettive di redditività (ma è anche più complessa e quindi a maggiore capitale investito).
Decreto legislativo 39/2010	Il decreto legislativo n. 39 del 27 gennaio 2010 di attuazione della direttiva 2006/43/CE, relativa alle revisioni legali dei conti annuali e dei conti consolidati, che modifica le direttive 78/660/CEE e 83/349/CEE, e che abroga la direttiva 84/253/CEE.
Decreto legislativo 231/2001	Il decreto legislativo n. 231 dell'8 giugno 2001, relativo alla responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica, a norma dell'articolo 11 della legge 29 settembre 2000, n. 300.
Decreto Legge 78/2009	Il decreto legge 1 luglio 2009 n. 78 convertito in legge 3 agosto 2009 n. 102 relativo ai provvedimenti anticrisi, nonché proroga di termini e della partecipazioni italiana a missioni internazionali.
Direttiva 2003/71/CE	La Direttiva 2003/71/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 4 novembre 2003, relativa al prospetto da pubblicare per l'offerta pubblica o l'ammissione a quotazione di strumenti finanziari, come successivamente modificata dalla Direttiva 2010/73/CE.
Elastomeri	Polimeri naturali o sintetici che possiedono elasticità, ossia la capacità di riprendere la propria forma originaria dopo aver subito deformazioni anche di grande entità. Il loro impiego si trova in un'ampia gamma di prodotti in diversi settori (ad esempio: pneumatici, calzature, adesivi, tubi, cavi elettrici, componenti e guarnizioni per auto e elettrodomestici).
Emittente o Società o Eni	Eni S.p.A., con sede sociale in Roma, Piazzale E. Mattei n. 1 e due sedi secondarie (i) in San Donato Milanese (MI), Via Emilia n. 1 e (ii) in San Donato Milanese (MI), Piazza E. Vanoni n. 1, iscritta presso il Registro delle Imprese di Roma al n. 00484960588, REA 756453.
Eni International	Eni International BV, con sede sociale in Amsterdam (Paesi Bassi) Strawinskylaan, 1725.
EniPower	EniPower S.p.A., con sede sociale in San Donato Milanese (MI), Piazza E. Vanoni, 1.

Gas shale	Il gas <i>shale</i> è rappresentato da un accumulo continuo di gas naturale in formazioni rocciose essenzialmente di natura argillosa caratterizzate da permeabilità molto bassa. Il gas da <i>shale</i> è generalmente estratto con tecniche di stimolazione indotte attraverso fratturazione idraulica.
Gigawatt	Unità di misura della potenza pari ad un miliardo di watt.
Giorno Lavorativo	Indica un giorno lavorativo, secondo il calendario di Borsa Italiana S.p.A. di volta in volta vigente.
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.
Gruppo o Gruppo Eni	Eni S.p.A., unitamente alle società che rientrano nel proprio perimetro di consolidamento.
ICT	<i>Information and Communication Technology</i> . Insieme delle tecnologie che consentono il trattamento e lo scambio delle informazioni, siano esse testuali, visive o sonore, in formato digitale.
Legge 350/2003	La legge n. 350 del 24 dicembre 2003 relativa alle disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2004).
Legge 474/1994	Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge n. 332 del 31 maggio 1994 recante norme per l'accelerazione delle procedure di dismissione di partecipazioni dello Stato e degli enti pubblici in società per azioni.
Obbligazioni o Titoli	Le obbligazioni oggetto del prestito obbligazionario denominato "Eni TF 2011/2017" e "Eni TV 2011/2017".
Offerta	L'offerta delle Obbligazioni effettuata ai sensi del presente Prospetto.
Offshore/Onshore	Il termine <i>offshore</i> indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; <i>onshore</i> è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.
Operatore o Operator	Persona o compagnia alla quale viene affidata la conduzione delle operazioni petrolifere.
Paesi OCSE	I paesi appartenenti all'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (o <i>Organization for Co-operation and Economic Development</i>). Attualmente, gli Stati che hanno ratificato la convenzione sono trenta e sono Australia, Austria, Belgio, Canada, Corea, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Giappone, Grecia, Irlanda, Islanda, Italia, Lussemburgo, Messico, Norvegia, Nuova Zelanda, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Slovacchia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Stati Uniti d'America e Ungheria.

Pipeline	Oleodotto o gasdotto utilizzato per il trasporto, fino al punto di consegna, rispettivamente di olio greggio e di gas naturale e di altri prodotti derivati
Polietileni	Materiali plastici di base, ovvero semilavorati industriali usati come materia prima dalle aziende trasformatrici per realizzare un ampio ventaglio di prodotti finiti, dai più semplici ai più sofisticati (ad esempio: sacchetti, tubi per irrigazione, contenitori per imballaggi, flaconi, etc.).
Polimeri Europa	Polimeri Europa S.p.A., con sede sociale in San Donato Milanese (MI), Piazza Boldrini, 1.
Production Sharing Agreement	Tipologia contrattuale utilizzata nei paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali).
Prospetto o Prospetto Informativo	Il presente prospetto informativo.
Recupero assistito	Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
Regolamento 809/2004/CE	Il regolamento 809/2004/CE della Commissione Europea del 29 aprile 2004, recante le modalità di esecuzione della Direttiva 2003/71/CE per quanto riguarda le informazioni contenute nei prospetti, il modello dei prospetti, l'inclusione delle informazioni mediante riferimento, la pubblicazione dei prospetti e la diffusione dei messaggi pubblicitari.
Regolamento di Borsa	Il regolamento dei mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana.
Regolamento Parti Correlate	Il regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.
Regolamento Emittenti	Il regolamento di attuazione del Testo Unico della Finanza, concernente la disciplina degli emittenti, adottato dalla Consob con delibera n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni ed integrazioni.
Responsabili del Collocamento	I soggetti che coordinano e dirigono le attività di collocamento delle Obbligazioni, vale a dire Banca IMI e UniCredit.
Ricerca esplorativa	Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve	Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad 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 ed 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 idrocarburi 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 considerato 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.
Riserve Possibili	Riserve aggiuntive che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve probabili; il recupero finale ha una bassa probabilità di superare l'insieme delle riserve certe, probabili e possibili.
Riserve Probabili	Riserve aggiuntive che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che insieme alle riserve certe hanno la stessa probabilità di essere recuperate o di non esserlo.
Risorse non convenzionali	Risorse di idrocarburi localizzate in giacimenti con caratteristiche del sottosuolo o degli idrocarburi che rendono necessarie tecniche di estrazione diverse da quelle applicate per gli idrocarburi convenzionali. Tali caratteristiche comportano costi di estrazione più elevati e limitano le quantità che possono essere recuperate (sabbie bituminose, gas <i>shale</i> , <i>tight gas</i> e <i>coal bed methane</i>).
Saipem	Saipem S.p.A., con sede sociale in San Donato Milanese (MI), via Martiri di Cefalonia, 67.
SEC	<i>United States Securities and Exchange Commission</i> , ovvero l'autorità di vigilanza e di controllo del mercato finanziario statunitense.

Service Contract	Tipologia contrattuale utilizzata negli Stati in cui l'intestazione del titolo minerario e l'esclusiva della ricerca sono attribuiti alla società nazionale di Stato. Quest'ultima società si assicura i servizi di una società petrolifera, generalmente straniera (contrattista) che, sebbene appaia nell'ordinamento contrattuale come un semplice fornitore di servizi e capitali, è interessata ai risultati delle operazioni petrolifere, in quanto ne sopporta il rischio minerario e finanziario.
Snam Rete Gas	Snam Rete Gas S.p.A., con sede sociale in San Donato Milanese (MI), Piazza Santa Barbara, 7.
Società di Revisione	Reconta Ernst & Young S.p.A., con sede legale in Roma, Via Po n. 32.
Spread di Credito	La differenza tra il rendimento di un'obbligazione e un tasso di riferimento di mercato.
Stakeholder	L'insieme delle categorie di soggetti che possono influenzare, essere influenzati o avere un interesse per le attività dell'impresa, come i dipendenti, gli azionisti, i clienti, i fornitori, i <i>partner</i> commerciali e finanziari, le istituzioni, le organizzazioni non governative, le comunità locali con le quali interagisce e le generazioni future.
Statuto	Lo statuto sociale dell'Emittente vigente alla data del Prospetto Informativo.
Stirenici	Materiali polimerici a base stirenica utilizzati in un elevatissimo numero di settori applicativi attraverso le più svariate tecnologie di trasformazione. Le principali applicazioni riguardano imballaggi industriali e per alimenti, piccoli e grandi elettrodomestici, isolanti per edilizia, apparecchiature elettriche ed elettroniche, casalinghi, componenti per auto e giocattoli.
Syndial	Syndial S.p.A., con sede sociale in San Donato Milanese (MI), Piazza Boldrini n. 1.
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.
Tasso di rimpiazzo delle riserve	Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve provate e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte.

Terawattora	Unità di misura pari a mille miliardi di wattora, dove il wattora è l'unità di misura dell'energia che equivale ad una potenza continuativa di 1 watt per 1 ora.
Testo Unico della Finanza o TUF	Il decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e successive modifiche e integrazioni.
TSR	<i>Total Shareholder Return</i> . Misura il rendimento percentuale complessivo di una azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola.
UniCredit	UniCredit Bank AG, Succursale di Milano, con sede in Milano, in Via Tommaso Grossi 10.
<i>Upstream / Downstream</i>	Il termine <i>upstream</i> riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine <i>downstream</i> 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 di fine anno e la produzione dell'anno.

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

NOTA DI SINTESI

Nella nota di sintesi (la “**Nota di Sintesi**”) che segue sono riportati brevemente i rischi e le caratteristiche essenziali connessi all’Emittente ed alle Obbligazioni.

Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell’investimento, gli investitori sono invitati a valutare le informazioni contenute nella presente Nota di Sintesi congiuntamente ai fattori di rischio indicati nella Sezione Prima, Capitolo 4 del Prospetto Informativo ed alle altre informazioni contenute nel Prospetto Informativo.

In particolare:

- la Nota di Sintesi va letta come una mera introduzione al Prospetto Informativo;
- qualsiasi decisione di investire nelle Obbligazioni oggetto dell’Offerta deve basarsi sull’esame, da parte dell’investitore, del Prospetto Informativo completo;
- qualora sia proposta un’azione dinnanzi all’autorità giudiziaria in merito alle informazioni contenute nel Prospetto Informativo, l’investitore ricorrente potrebbe essere tenuto a sostenere le spese di traduzione del Prospetto Informativo prima dell’inizio del procedimento;
- non sussiste alcuna responsabilità civile nei confronti di coloro che hanno richiesto la pubblicazione della Nota di Sintesi compresa la sua eventuale traduzione, salvo che tale Nota di Sintesi risulti fuorviante, imprecisa o incoerente se letta congiuntamente alle altre parti del Prospetto Informativo.

I termini riportati con lettera maiuscola sono definiti nell’apposita sezione “Glossario” del Prospetto Informativo. I rinvii a sezioni, capitoli e paragrafi si riferiscono alle sezioni, capitoli e paragrafi del Prospetto Informativo.

Si fa presente che la Nota di Sintesi non sarà oggetto di pubblicazione o di diffusione al pubblico separatamente dagli altri Capitoli e Paragrafi in cui il Prospetto Informativo si articola.

I. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL’EMITTENTE ED AGLI STRUMENTI FINANZIARI

1. Principali fattori di rischio relativi all’Emittente e al Gruppo

L’investitore diviene finanziatore, e quindi creditore, dell’Emittente con la sottoscrizione delle Obbligazioni. Pertanto, nel caso in cui l’Emittente non sia in grado di onorare i propri obblighi relativi al pagamento di quanto dovuto ai sensi delle Obbligazioni, l’investitore potrebbe essere pregiudicato.

Con riferimento alle attività dell’Emittente, sussistono i seguenti fattori di rischio, descritti nella Sezione Prima, Capitolo 4, Paragrafo 4.1, del presente Prospetto.

1.1 Rischi connessi alla concorrenza

1.2 Fattori di rischio connessi all’attività e ai mercati dell’Emittente e del Gruppo

(A) Rischi connessi all’attività di ricerca, esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi

1. Rischi connessi all’attività di esplorazione
2. Rischi connessi ai progetti di sviluppo

(B) Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

- (C) *Rischi connessi all'incapacità di rimpiazzare le riserve prodotte di petrolio e di gas naturale***
- (D) *Rischi connessi all'incertezza nella valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale***
- (E) *Rischi connessi alla tassazione e imposte applicate alle attività del Gruppo***
- (F) *Rischi connessi all'operatività in determinati Paesi***
- (G) *Rischi associati alla recente instabilità politica in Africa settentrionale e Medio Oriente***
- (H) *Rischi connessi alle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti***
- (I) *Rischi connessi alle variazioni dei tassi di cambio***
- (J) *Rischi connessi alle variazioni dei tassi di interesse***
- (K) *Rischi connessi all'esposizione alle condizioni climatiche***
- (L) *Rischio connesso alla possibile evoluzione del mercato italiano del gas***
 - 1. Rischio connesso alla regolamentazione del settore del gas in Italia
 - 2. Rischi connessi con il contesto competitivo del settore del gas
 - 3. Rischi connessi ai contratti che contengono clausole di *Take-or-pay*
- (M) *Rischi connessi all'utilizzo di stime contabili***
- (N) *Rischi connessi alla normativa antitrust***
- (O) *Rischi derivanti dai procedimenti legali***
- (P) *Rischi connessi alla normativa in materia di ambiente, salute e sicurezza***
- (Q) *Rischi connessi all'insorgere di passività ambientali***
- (R) *Rischi connessi alle acquisizioni***
- (S) *Rischi connessi alla disciplina dell'emission trading***

2. Principali fattori di rischio associati agli strumenti finanziari

Esistono taluni rischi connessi alle Obbligazioni che gli investitori devono tenere in considerazione al fine di un migliore apprezzamento dell'investimento.

Con riferimento agli strumenti finanziari sussistono i seguenti fattori di rischio, dettagliatamente descritti nella Sezione Prima, Capitolo 4, Paragrafo 4.2, del presente Prospetto:

- (A) *Rischio di mercato***
- (B) *Rischio di credito per il sottoscrittore***
- (C) *Rischio di tasso***
- (D) *Rischio di liquidità***
- (E) *Rischio connesso alla possibilità di modifiche del regime fiscale delle Obbligazioni***

- (F) Rischio connesso alla assenza di garanzie specifiche per le Obbligazioni**
- (G) Rischio connesso alla possibilità di modifiche legislative**
- (H) Rischio connesso al rating dell'Emittente ovvero delle Obbligazioni**
- (I) Rischio connesso alle determinazioni e rettifiche operate dall'Agente di Calcolo**
- (J) Ammontare complessivo dei prestiti obbligazionari e numero delle Obbligazioni**
- (K) Prezzo di emissione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso**
- (L) Tasso di interesse nominale delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile**
- (M) Data di Godimento e date di scadenza delle Obbligazioni**
- (N) Rischio di ritiro/annullamento dell'Offerta**
- (O) Conflitti di interesse dei Responsabili del Collocamento e dei Collocatori**
- (P) Rischio relativo all'assenza di informazioni**

II. DESCRIZIONE DELL'EMITTENTE

1.1 L'Emittente

L'ENI, Ente Nazionale Idrocarburi, è stato istituito con la Legge n. 136 del 10 Febbraio 1953 come ente pubblico economico. Con il Decreto Legge n. 333 dell'11 luglio 1992 (convertito, con modifiche, in Legge n. 359 dell'8 Agosto 1992) è stato trasformato in società per azioni con l'attuale denominazione di Eni S.p.A., il cui capitale sociale era detenuto dal governo italiano attraverso l'allora Ministero del Tesoro.

In base allo Statuto, la durata della Società è stabilita al 31 dicembre 2100 e potrà essere prorogata, una o più volte, con deliberazione dell'Assemblea degli azionisti.

Eni è costituita in forma di società per azioni ed opera in base alla legge italiana ed ha la sua sede sociale in Roma, Piazzale E. Mattei n. 1 (numero di telefono +39 06 59821) ed ha due sedi secondarie: (i) in San Donato Milanese (MI), Via Emilia n. 1 (tel. +39 02 5201) e (ii) in San Donato Milanese (MI), Piazza E. Vanoni n. 1 (tel. +39 02 5201).

Eni è un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale.

I principali settori di attività di Eni sono:

- (A) Exploration & Production;**
- (B) Gas & Power;**
- (C) Refining & Marketing;**
- (D) Petrolchimica;**
- (E) Ingegneria & Costruzioni;**

(F) *Altre attività;*

(G) *Corporate e società finanziarie.*

Per ulteriori informazioni si vedano i successivi Capitoli 5, 6 e 7 della Sezione Prima.

1.2 Oggetto sociale

Ai sensi dell'art. 4 dello Statuto, la Società ha per oggetto l'esercizio diretto e/o indiretto, tramite partecipazione a società, enti o imprese, di attività nel campo degli idrocarburi e dei vapori naturali, quali la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi, la costruzione e l'esercizio delle condotte per il trasporto degli stessi, la lavorazione, la trasformazione, lo stoccaggio, la utilizzazione ed il commercio degli idrocarburi e dei vapori naturali, il tutto nell'osservanza delle concessioni previste dalle norme di legge.

La Società ha, altresì, per oggetto l'esercizio diretto e/o indiretto, tramite partecipazione a società o imprese, di attività nei settori della chimica, dei combustibili nucleari, della geotermia e delle fonti rinnovabili di energia e dell'energia in genere, nel settore della progettazione e costruzione di impianti industriali, nel settore minerario, nel settore metallurgico, nel settore meccano-tessile, nel settore idrico, ivi inclusi derivazione, potabilizzazione, depurazione, distribuzione, e riuso delle acque, nel settore della tutela dell'ambiente e del trattamento e smaltimento dei rifiuti, nonché in ogni altra attività economica che sia collegata da un vincolo di strumentalità, accessorietà o complementarietà con le attività precedentemente indicate.

La Società ha, inoltre, per oggetto lo svolgimento e la cura del coordinamento tecnico e finanziario delle società partecipate e la prestazione, in loro favore, dell'opportuna assistenza finanziaria.

La Società potrà compiere tutte le operazioni che risulteranno necessarie o utili per il conseguimento degli scopi sociali; a titolo esemplificativo potrà porre in essere operazioni immobiliari, mobiliari, commerciali, industriali, finanziarie e bancarie attive e passive nonché qualunque atto che sia comunque collegato con l'oggetto sociale, ad eccezione della raccolta di risparmio tra il pubblico e dei servizi di investimento così come definiti dal Testo Unico della Finanza.

La Società potrà, infine, assumere partecipazioni ed interessenze in altre società o imprese, sia italiane che straniere, aventi oggetto analogo, affine o complementare al proprio, o a quello delle società alle quali partecipa, e potrà prestare garanzie reali e/o personali per obbligazioni sia proprie che di terzi, ed in particolare fidejussioni.

1.3 Organi di amministrazione, di direzione e di vigilanza

1.3.1 Consiglio di Amministrazione

Ai sensi dell'art. 17 dello Statuto, la Società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione, composto da un numero di membri non inferiore a tre e non superiore a nove. L'Assemblea ne determina il numero entro detti limiti. Ai sensi dell'art. 6.2, lettera d) dello Statuto, in aggiunta agli amministratori nominati dall'Assemblea, al Ministro dell'Economia e delle Finanze è riservata la nomina, da effettuarsi d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico, di un amministratore senza diritto di voto. Alla data del Prospetto Informativo, il Ministro dell'Economia e delle Finanze non si è avvalso di tale facoltà.

Gli amministratori non possono essere nominati per un periodo superiore a tre esercizi, che scade alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo

esercizio della loro carica, e sono rieleggibili. La nomina degli amministratori aventi diritto al voto avviene mediante voto di lista. Hanno diritto di presentare liste sia gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale o la diversa misura stabilita dalla Consob con proprio regolamento, sia il Consiglio di Amministrazione uscente. Lo Statuto prevede che sette decimi (con arrotondamento, in caso di numero frazionario, all'unità inferiore) degli amministratori da eleggere siano tratti dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti e i restanti dalle altre liste che non siano collegate in alcun modo, nemmeno indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti. La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione. Se nel corso dell'esercizio vengono a mancare uno o più amministratori, si provvede ai sensi dell'articolo 2386 del Codice Civile, fatta eccezione per l'amministratore eventualmente nominato dal Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico. Se viene meno la maggioranza degli amministratori, si intende dimissionario l'intero Consiglio di Amministrazione e l'Assemblea deve essere convocata senza indugio dal Consiglio di Amministrazione per la ricostituzione dello stesso.

Tutti gli amministratori nominati devono possedere i requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente. Inoltre, ai sensi dell'art. 17.3 dello Statuto, almeno un amministratore, se il Consiglio di Amministrazione è composto da un numero di membri non superiore a cinque, ovvero almeno tre, se il Consiglio di Amministrazione è composto da un numero di membri superiore a cinque, devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci di società quotate dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza. La norma statutaria ha previsto un meccanismo, suppletivo rispetto al voto di lista, che assicuri comunque la presenza del numero minimo di amministratori indipendenti in Consiglio di Amministrazione. Il Codice Eni prevede ulteriori requisiti di indipendenza degli amministratori conformi a quelli previsti dal Codice di Autodisciplina.

Gli amministratori nominati devono comunicare alla Società l'eventuale perdita dei requisiti di indipendenza e onorabilità, nonché la sopravvenienza di cause di ineleggibilità e di incompatibilità.

Ai sensi dell'art. 17.3 dello Statuto, il Consiglio di Amministrazione valuta periodicamente l'indipendenza e l'onorabilità degli amministratori, nonché l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità. Nel caso in cui in capo ad un amministratore non sussistano o vengano meno i requisiti di indipendenza od onorabilità dichiarati e normativamente prescritti ovvero sussistano cause di ineleggibilità o incompatibilità, il Consiglio di Amministrazione dichiara la decadenza dell'amministratore e provvede per la sua sostituzione ovvero lo invita a far cessare la causa di incompatibilità entro un termine prestabilito, pena la decadenza dalla carica.

Alla data del Prospetto Informativo, il Consiglio di Amministrazione di Eni, nominato dall'Assemblea ordinaria in data 5 maggio 2011 ed in carica fino all'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013, è così composto:

Nome e cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Giuseppe Recchi	Presidente	Napoli, 20 gennaio 1964
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Vicenza, 28 novembre 1946
Carlo Cesare Gatto	Consigliere non esecutivo	Murazzano (CN), 17 ottobre 1941
Alessandro Lorenzi	Consigliere non esecutivo	Torino, 22 ottobre 1948
Paolo Marchioni	Consigliere non esecutivo	Verbania (VB), 30 settembre 1969
Roberto Petri	Consigliere non esecutivo	Pescara, 12 novembre 1949
Alessandro Profumo	Consigliere non esecutivo	Genova, 17 febbraio 1957
Mario Resca	Consigliere non esecutivo	Ferrara, 21 dicembre 1945
Francesco Taranto	Consigliere non esecutivo	Genova, 13 maggio 1940

Giuseppe Recchi, Paolo Scaroni, Carlo Cesare Gatto, Paolo Marchioni, Roberto Petri e Mario Resca sono stati nominati dalla lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Alessandro Lorenzi, Alessandro Profumo e Francesco Taranto sono stati nominati dalla lista presentata da un gruppo di investitori istituzionali italiani ed esteri.

I componenti del Consiglio di Amministrazione sono domiciliati per la carica presso la sede sociale di Eni.

Ai sensi dell'art. 23 dello Statuto, il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società, e, in particolare, ha facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione ed il raggiungimento dell'oggetto sociale, esclusi soltanto gli atti che la legge o lo Statuto riservano all'Assemblea degli azionisti.

Ai sensi dell'art. 23.2 dello Statuto, il Consiglio di Amministrazione, in particolare, delibera sulle seguenti materie:

- fusione per incorporazione e scissione proporzionale di società le cui azioni o quote siano possedute dalla Società almeno nella misura del 90% del loro capitale sociale;
- istituzione e soppressione di sedi secondarie;
- adeguamento dello Statuto alle disposizioni normative.

Ai sensi dell'art. 24 dello Statuto, il Consiglio di Amministrazione delega proprie competenze ad uno dei suoi componenti nel rispetto dei limiti di cui all'art. 2381 del Codice Civile; il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Presidente, d'intesa con l'Amministratore Delegato, può, inoltre, conferire deleghe per singoli atti o categorie di atti anche ad altri membri del Consiglio di Amministrazione. In entrambi i casi, non possono essere conferite deleghe all'Amministratore nominato dal Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico.

La rappresentanza della Società di fronte a qualunque autorità giudiziaria o amministrativa e di fronte a terzi, nonché la firma sociale, spettano sia al Presidente sia all'Amministratore Delegato.

Per ulteriori informazioni si veda la Sezione Prima, Capitolo 10, Paragrafo 10.1.1.

1.3.2 Direttori Generali e principali dirigenti

Ai sensi dell'art. 24 dello Statuto, il Consiglio di Amministrazione può nominare uno o più Direttori Generali, definendone i relativi poteri, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, previo accertamento del possesso dei requisiti di onorabilità normativamente prescritti. Il Consiglio di Amministrazione valuta periodicamente l'onorabilità dei Direttori Generali sulla base di dichiarazioni effettuate dai Direttori stessi; il difetto dei requisiti determina la decadenza dalla carica.

I Direttori Generali, inoltre, devono rispettare quanto stabilito dal Consiglio di Amministrazione in ordine al cumulo degli incarichi, con riferimento alla disciplina prevista per l'amministratore esecutivo.

Oltre all'Amministratore Delegato Paolo Scaroni, il Consiglio di Amministrazione ha nominato tre Direttori Generali responsabili delle tre divisioni operative di Eni: Claudio Descalzi, Direttore Generale della divisione *Exploration & Production*; Domenico Dispenza, Direttore Generale della divisione *Gas & Power* e Angelo Fanelli, Direttore Generale della Divisione *Refining & Marketing*.

Nella riunione del 10 marzo 2011, il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese, ha constatato il possesso dei requisiti di onorabilità e ha altresì verificato che i Direttori Generali rispettano i limiti al cumulo degli incarichi stabiliti.

Nella seguente tabella sono riportati i nominativi dei Direttori Generali e dei principali dirigenti della Società con responsabilità strategiche. Per i dati relativi a Paolo Scaroni, si rinvia alla tabella contenuta nel precedente Paragrafo 1.3.1.

Nome e cognome	Carica	Luogo e data di nascita	Data di assunzione
Claudio Descalzi	Direttore Generale Divisione <i>Exploration & Production</i>	Milano, 27 febbraio 1955	22 aprile 1981
Domenico Dispenza	Direttore Generale Divisione <i>Gas & Power</i>	Trieste, 22 aprile 1946	21 gennaio 1974
Angelo Fanelli	Direttore Generale Divisione <i>Refining & Marketing</i>	Roma, 24 giugno 1952	14 aprile 1981
Raffaella Leone	Assistente Esecutivo dell'Amministratore Delegato	La Spezia (SP), 9 maggio 1962	1 giugno 2005
Alessandro Bernini	<i>Chief Financial Officer</i> e Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari	Borgonuovo Val Tidone (PC), 8 agosto 1960	1 settembre 1996
Salvatore Sardo	<i>Chief Corporate Operations Officer</i>	Torino, 28 novembre 1952	1 luglio 2005
Stefano Lucchini	Direttore Relazioni Istituzionali e Comunicazione	Roma, 21 giugno 1962	18 luglio 2005
Massimo Mantovani	Direttore Affari Legali	Milano, 3 ottobre 1963	1 giugno 1993
Marco Petracchini	Direttore <i>Internal Audit</i>	Roma, 7 aprile 1964	1 aprile 1999
Roberto Ulissi	Direttore Affari Societari e <i>Governance</i> e Segretario del Consiglio di Amministrazione	Roma, 20 agosto 1962	1 maggio 2006

I Direttori Generali e i principali dirigenti sono domiciliati per la carica presso la sede sociale di Eni.

Per ulteriori informazioni si veda la Sezione Prima, Capitolo 10, Paragrafo 10.1.3.

1.3.3 Collegio sindacale

Ai sensi dell'art. 149 del TUF, il Collegio Sindacale vigila: (i) sull'osservanza della legge e dello Statuto; (ii) sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione; (iii) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina cui la Società si attiene; (iv) sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alla società controllate per garantire il corretto adempimento degli obblighi previsti dalla legge.

Ai sensi dell'art. 19 del Decreto legislativo 39/2010, il Collegio Sindacale svolge le funzioni ad esso attribuite in qualità di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile". In tale veste, il Collegio Sindacale vigila su: (a) il processo di informativa finanziaria; (b) l'efficacia dei sistemi di controllo interno, di revisione interna, se applicabile, e di gestione del rischio; (c) la revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati; (d) l'indipendenza del revisore legale e della società di revisione legale, in particolare per quanto concerne la prestazione di servizi non di revisione all'ente sottoposto alla revisione legale dei conti. Inoltre, ai sensi del Codice Eni, il Collegio Sindacale vigila sull'indipendenza della Società di Revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia, quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati al Gruppo Eni direttamente o tramite società appartenenti alla sua rete.

Infine, ai sensi dell'art. 13 del Decreto legislativo 39/2010, il Collegio Sindacale formula la proposta motivata all'Assemblea relativamente al conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti e alla determinazione del compenso da riconoscere al revisore.

L'art. 28 dello Statuto prevede che il Collegio Sindacale sia costituito da cinque sindaci effettivi e da due sindaci supplenti, nominati dall'Assemblea per tre esercizi sulla base di liste presentate dagli azionisti. I sindaci uscenti sono rieleggibili. Hanno diritto di presentare le liste gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale o la diversa misura stabilita dalla Consob con proprio regolamento. Due sindaci effettivi e uno supplente sono tratti dalle liste che non siano collegate in alcun modo, neppure indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti. L'Assemblea nomina Presidente del Collegio Sindacale uno dei sindaci effettivi eletti dalle liste che non siano collegate in alcun modo, neppure indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti. La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale. In caso di sostituzione di un sindaco tratto dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti, subentra il sindaco supplente tratto dalla stessa lista; in caso di sostituzione di un sindaco tratto dalle altre liste, subentra il sindaco supplente tratto da tali liste.

Tutti i sindaci nominati devono possedere specifici requisiti di indipendenza prescritti dall'art. 148 del TUF, nonché i requisiti di professionalità e onorabilità indicati nel decreto del 30 marzo 2000, n. 162 del Ministero della Giustizia. Per quanto riguarda i requisiti di professionalità, l'art. 28 dello Statuto precisa, come richiede il citato regolamento ministeriale, che i requisiti possono maturarsi anche attraverso esperienze professionali o di insegnamento, di almeno un triennio, nelle materie del diritto commerciale, dell'economia aziendale e della finanza

aziendale ovvero anche attraverso l'esercizio, per almeno un triennio, di funzioni dirigenziali nei settori ingegneristico e geologico.

Alla data del presente Prospetto Informativo, il Collegio Sindacale nominato dall'Assemblea ordinaria del 5 maggio 2011 ed in carica fino all'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013, è così composto:

Nome e cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Ugo Marinelli	Presidente	Roma, 17 ottobre 1941
Roberto Ferranti	Sindaco effettivo	Roma, 4 gennaio 1947
Paolo Fumagalli	Sindaco effettivo	Busto Arsizio (VA), 24 giugno 1960
Renato Righetti	Sindaco effettivo	Roma, 4 dicembre 1946
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	Samarate (VA), 3 maggio 1945
Francesco Bilotti	Sindaco supplente	Marano Principato (CS), 11 agosto 1941
Maurizio Lauri	Sindaco supplente	Roma, 16 agosto 1962

Roberto Ferranti, Paolo Fumagalli, Renato Righetti e Francesco Bilotti sono stati nominati dalla lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Ugo Marinelli, Giorgio Silva e Maurizio Lauri sono stati nominati dalla lista presentata da un gruppo di investitori istituzionali italiani ed esteri.

Per ulteriori informazioni si veda la Sezione Prima, Capitolo 10, Paragrafo 10.1.2.

1.4 Revisori legali dei conti

Alla data di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2009 è scaduto l'incarico di revisione affidato a PricewaterhouseCoopers S.p.A., dall'Assemblea del 1° giugno 2001, rinnovato dall'Assemblea del 28 maggio 2004 e prorogato per gli esercizi 2007-2009 dall'Assemblea del 24 maggio 2007. Su proposta motivata del Collegio Sindacale, l'Assemblea ordinaria dell'Emittente tenutasi in data 29 aprile 2010 ha, quindi, deliberato di conferire, con riferimento al novennio 2010-2018, alla società Reconta Ernst & Young S.p.A., con sede sociale in Roma, Via Po n. 32, iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione Consob al n. 2 ai sensi dell'articolo 161 del TUF e iscritta al Registro dei Revisori Contabili al n. 70945 ai sensi del D.Lgs. n. 88 del 27 gennaio 1992, l'incarico che prevede: (i) la revisione contabile del bilancio di esercizio e consolidato dell'Emittente e del Gruppo, (ii) la revisione legale limitata della Relazione finanziaria semestrale, (iii) la verifica, nel corso dell'esercizio, della regolare tenuta della contabilità sociale e della corretta rilevazione dei fatti di gestione nelle scritture contabili e (iv) la revisione contabile dell'Annual Report on Form 20-F.

1.5 Capitale sociale e principali azionisti

Al 31 dicembre 2010, il capitale della Società ammonta ad Euro 4.005.358.876, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1. Tali valori sono rimasti invariati alla data del presente Prospetto Informativo.

La Società è controllata, ai sensi dell'art. 93 del TUF, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze che è titolare direttamente di una partecipazione pari al 3,93% e, indirettamente, tramite la controllata Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., di una partecipazione pari al 26,37% del capitale sociale della Società.

La seguente tabella indica gli azionisti che, alla data del presente Prospetto Informativo e secondo le risultanze del libro soci della Società, come integrate dalle comunicazioni ufficiali ricevute ai sensi della normativa vigente e dalle altre informazioni a disposizione della Società, possiedono

direttamente o indirettamente azioni dell'Emittente in misura pari o superiore al 2% del capitale sociale dello stesso.

Azionisti	Numero di azioni	Percentuale del capitale sociale
Ministero dell'Economia e delle Finanze	157.552.137	3,93
Cassa Depositi e Prestiti Società per Azioni (*)	1.056.179.478	26,37
Blackrock Inc. (**)	107.373.800	2,68
Eni S.p.A. (azioni proprie)	382.654.833	9,55

(*) Società controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

(**) Partecipazione detenuta indirettamente tramite 16 società di gestione del risparmio.

Per ulteriori informazioni si vedano i successivi Capitoli 12 e 14 della Sezione Prima.

1.6 Informazioni finanziarie del Gruppo Eni

Le tabelle che seguono riepilogano i dati di conto economico, stato patrimoniale e rendiconto finanziario del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 messi a confronto con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

Conto economico consolidato

(milioni di Euro)	2009		2010		Var. %
	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	83.227	3.300	98.523	3.274	18,4
Altri ricavi e proventi	1.118	26	956	58	(14,5)
Totale ricavi	84.345		99.479		17,9
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	4.999	69.135	5.825	18,5
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	250		(246)		(198,4)
Costo lavoro	4.181		4.785		14,4
Altri proventi operativi	55	44	131	41	138,2
Ammortamenti e svalutazioni	9.813		9.579		(2,4)
UTILE OPERATIVO	12.055		16.111		33,6
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
Proventi finanziari	5.950	27	6.117	41	2,8
Oneri finanziari	(6.497)	(4)	(6.713)		3,3
Strumenti derivati	(4)		(131)		3.175,0
	(551)		(727)		31,9
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI					
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	393		537		36,6
- Altri proventi su partecipazioni	176		619		251,7
	569		1.156		103,2
UTILE ANTE IMPOSTE	12.073		16.540		37,0
Imposte sul reddito	(6.756)		(9.157)		35,5
Utile netto	5.317		7.383		38,9
Di competenza:					
- azionisti Eni	4.367		6.318		44,7
- interessenze di terzi	950		1.065		12,1
	5.317		7.383		38,9
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in Euro per azione)					
- semplice	1,21		1,74		43,8
- diluito	1,21		1,74		43,8

Stato patrimoniale consolidato

	31.12.2009		31.12.2010		Var. %
(milioni di Euro)	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.608		1.549		(3,7)
Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	348		382		9,8
Crediti commerciali e altri crediti	20.348	1.355	23.636	1.356	16,2
Rimanenze	5.495		6.589		19,9
Attività per imposte sul reddito correnti	753		467		(38,0)
Attività per altre imposte correnti	1.270		938		(26,1)
Altre attività correnti	1.307	9	1.350	9	3,3
	31.129		34.911		12,1
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari (a)	63.177		67.404		6,7
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	1.736		2.024		16,6
Attività immateriali (a)	8.057		11.172		38,7
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.828		5.668		(2,7)
Altre partecipazioni	416		422		1,4
Altre attività finanziarie	1.148	438	1.523	668	32,7
Attività per imposte anticipate	3.558		4.864		36,7
Altre attività non correnti	1.938	40	3.355	16	73,1
	85.858		96.432		12,3
Attività destinate alla vendita	542		517		(4,6)
TOTALE ATTIVITÀ	117.529		131.860		12,2
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	3.545	147	6.515	127	83,8
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.191		963		(69,8)
Debiti commerciali e altri debiti	19.174	1.241	22.575	1.297	17,7
Passività per imposte sul reddito correnti	1.291		1.515		17,4
Passività per altre imposte correnti	1.431		1.659		15,9
Altre passività correnti	1.856	5	1.620	5	(12,7)
	30.488		34.847		14,3
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	18.064		20.305		12,4
Fondi per rischi e oneri	10.319		11.792		14,3
Fondi per benefici ai dipendenti	944		1.032		9,3
Passività per imposte differite	4.907		5.924		20,7
Altre passività non correnti	2.480	49	2.194	45	(11,5)
	36.714		41.247		12,3
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	276		38		(86,2)
TOTALE PASSIVITÀ	67.478		76.132		12,8
PATRIMONIO NETTO					
Interessenze di terzi	3.978		4.522		13,7
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale	4.005		4.005		0,0
Riserve	46.269		49.450		6,9
Azioni proprie	(6.757)		(6.756)		(0,0)
Acconto sul dividendo	(1.811)		(1.811)		0,0
Utile dell'esercizio	4.367		6.318		44,7
Totale patrimonio netto di Eni	46.073		51.206		11,1
TOTALE PATRIMONIO NETTO	50.051		55.728		11,3
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	117.529		131.860		12,2

(a) A partire dal 1° gennaio 2010 sono state applicate le disposizioni previste dall'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" (di seguito "**IFRIC 12**") che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare, nei casi in cui il soggetto concedente controlli l'infrastruttura, regolando/controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva il diritto all'utilizzo della stessa ovvero un'attività finanziaria in funzione delle caratteristiche degli accordi in essere. In considerazione degli accordi in essere nel Gruppo, l'applicazione dell'IFRIC 12 ha comportato nel bilancio 2010 la classificazione delle infrastrutture in concessione tra le attività immateriali. Nello stato patrimoniale al 31 dicembre 2009, il valore netto contabile delle infrastrutture relative agli accordi in concessione (3.412 milioni di Euro) è riclassificato nella voce "Immobili, impianti e macchinari".

Rendiconto finanziario consolidato

<i>(milioni di Euro)</i>	2009	2010	Var. %
Flusso di cassa netto da attività operativa	11.136	14.694	32,0
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(10.254)	(12.965)	26,4
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.183)	(1.827)	54,4
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(331)	(59)	(82,2)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	1.939	1.608	(17,1)
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	1.608	1.549	(3,7)

Le tabelle che seguono riepilogano i dati di conto economico, rendiconto finanziario e stato patrimoniale del Gruppo per i primi sei mesi dell'esercizio 2011, messi a confronto con lo stesso periodo dell'esercizio 2010.

Conto economico consolidato

<i>(milioni di Euro)</i>	I semestre 2010		I semestre 2011		Var. %
	Totale	<i>di cui verso parti correlate</i>	Totale	<i>di cui verso parti correlate</i>	
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	47.706	1.357	53.375	1.593	11,9
Altri ricavi e proventi	537	16	590	17	9,9
Totale ricavi	48.243		53.965		11,9
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	32.466	2.378	37.965	2.807	16,9
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti			69		100
Costo lavoro	2.199	17	2.262	16	2,9
Altri proventi (oneri) operativi	33	23	(12)	12	(136,4)
Ammortamenti e svalutazioni	4.459		4.278		(4,1)
UTILE OPERATIVO	9.152		9.448		3,2
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
Proventi finanziari	3.660	29	2.858	26	(21,9)
Oneri finanziari	(3.930)	(5)	(3.460)	(1)	(12,0)
Strumenti derivati	(331)		225		(168,0)
	(601)		(377)		(37,3)
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI					
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	292		282		(3,4)
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	380		439		15,5
	672		721		7,3
UTILE ANTE IMPOSTE	9.223		9.792		6,2
Imposte sul reddito	(4.865)		(5.333)		9,6
Utile netto	4.358		4.459		2,3
Di competenza:					
- azionisti Eni	4.046		3.801		(6,1)
- interessenze di terzi	312		658		110,9
	4.358		4.459		2,3
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in Euro per azione)					
- semplice	1,12		1,05		(6,3)
- diluito	1,12		1,05		(6,3)

Rendiconto finanziario consolidato

<i>(milioni di Euro)</i>	I semestre		Var. %
	2010	2011	
Flusso di cassa netto da attività operativa	9.139	8.596	(5,9)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(6.627)	(6.560)	(1,0)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.514)	(2.063)	17,9
Flusso di cassa netto dell'esercizio	67	(75)	(211,9)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	1.608	1.549	(3,7)
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	1.675	1.474	(12,0)

Stato Patrimoniale consolidato

	31.12.2010		30.06.2011		Var. %
(milioni di Euro)	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.549		1.474		(4,8)
Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	382		360		(5,8)
Crediti commerciali e altri crediti	23.636	1.356	22.180	1.316	(6,2)
Rimanenze	6.589		6.911		4,9
Attività per imposte sul reddito correnti	467		231		(50,5)
Attività per altre imposte correnti	938		864		(7,9)
Altre attività correnti	1.350	9	1.358	1	0,6
	34.911		33.378		(4,4)
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	67.404		67.162		(0,4)
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	2.024		2.370		17,1
Attività immateriali	11.172		10.891		(2,5)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.668		5.704		0,6
Altre partecipazioni	422		375		(11,1)
Altre attività finanziarie	1.523	668	1.578	832	3,6
Attività per imposte anticipate	4.864		5.028		3,4
Altre attività non correnti	3.355	16	3.713	3	10,7
	96.432		96.821		0,4
Attività destinate alla vendita	517		480		(7,2)
TOTALE ATTIVITÀ	131.860		130.679		(0,9)
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	6.515	127	4.357	298	(33,1)
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	963		1.216		26,3
Debiti commerciali e altri debiti	22.575	1.297	20.273	1.475	(10,2)
Passività per imposte sul reddito correnti	1.515		2.100		38,6
Passività per altre imposte correnti	1.659		2.271		36,9
Altre passività correnti	1.620	5	1.480	5	(8,6)
	34.847		31.697		(9,0)
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	20.305		22.021		8,5
Fondi per rischi e oneri	11.792		11.743		(0,4)
Fondi per benefici ai dipendenti	1.032		1.064		3,1
Passività per imposte differite	5.924		5.803		(2,0)
Altre passività non correnti	2.194	45	2.576	46	17,4
	41.247		43.207		4,8
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	38		71		86,8
TOTALE PASSIVITÀ	76.132		74.975		(1,5)
PATRIMONIO NETTO					
Interessenze di terzi	4.522		4.762		5,3
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale	4.005		4.005		0,0
Riserve	49.450		49.890		0,9
Azioni proprie	(6.756)		(6.754)		(0,0)
Acconto sul dividendo	(1.811)				(100,0)
Utile dell'esercizio	6.318		3.801		(39,8)
Totale patrimonio netto di Eni	51.206		50.942		(0,5)
TOTALE PATRIMONIO NETTO	55.728		55.704		(0,0)
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	131.860		130.679		(0,9)

1.7 Cambiamenti negativi sulle prospettive dell'Emittente

Fatto salvo quanto indicato nella Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011, messa a disposizione del pubblico sul sito *internet* www.eni.com e presso la sede sociale dell'Emittente, non si sono verificati cambiamenti negativi sostanziali delle prospettive dell'Emittente dalla data dell'ultimo bilancio pubblicato sottoposto a revisione.

1.8 Operazioni con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, come meglio specificato nel proseguo;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;
- (c) i contributi a enti, sotto il controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. I rapporti intrattenuti con Eni Foundation nel 2010 sono di ammontare non significativo; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti sono di ammontare non significativo.

In applicazione del Regolamento Consob n. 17221/2010, sulle operazioni con parti correlate, recepito nella procedura interna di Eni, approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 novembre 2010, dal 1° gennaio 2011 la società Cosmi S.p.A. e le società del suo gruppo, già citate nei bilanci di Eni S.p.A. fino all'esercizio 2010, non sono più qualificabili come soggetti correlati a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontavano a 21 e 23 milioni di Euro di costi rispettivamente nel 2009 e nel 2010. Al 31 dicembre 2010 erano in essere crediti e debiti rispettivamente per 1 e 8 milioni di Euro (rispettivamente crediti e debiti per 4 e 9 milioni di Euro al 31 dicembre 2009). Tuttavia, ai sensi della procedura Eni, la società Cosmi S.p.A. è considerata soggetto di interesse di un componente del Consiglio di Amministrazione. Pertanto, eventuali operazioni compiute da Eni con tale società sono comunque assoggettate a specifici obblighi procedurali, comportamentali e di trasparenza, al fine assicurare la loro correttezza sostanziale e procedurale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(milioni di Euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	20.348	1.355	6,66	23.636	1.356	5,74
Altre attività correnti	1.307	9	0,69	1.350	9	0,67
Altre attività finanziarie non correnti	1.148	438	38,15	1.523	668	43,86
Altre attività non correnti	1.938	40	2,06	3.355	16	0,48
Passività finanziarie a breve termine	3.545	147	4,15	6.515	127	1,95
Debiti commerciali e altri debiti	19.174	1.241	6,47	22.575	1.297	5,75
Altre passività correnti	1.856	5	0,27	1.620	5	0,31
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	21.255			21.268		
Altre passività non correnti	2.480	49	1,98	2.194	45	2,05

(milioni di Euro)	31.12.2010			30.06.2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	23.636	1.356	5,74	22.180	1.316	5,93
Altre attività correnti	1.350	9	0,67	1.358	1	0,07
Altre attività finanziarie non correnti	1.523	668	43,86	1.578	832	52,72
Altre attività non correnti	3.355	16	0,48	3.713	3	0,08
Passività finanziarie a breve termine	6.515	127	1,95	4.357	298	6,84
Debiti commerciali e altri debiti	22.575	1.297	5,75	20.273	1.475	7,28
Altre passività correnti	1.620	5	0,31	1.480	5	0,34
Altre passività non correnti	2.194	45	2,05	2.576	46	1,79

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di Euro)	2009			2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	83.227	3.300	3,97	98.523	3.274	3,32
Altri ricavi e proventi	1.118	26	2,33	956	58	6,07
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	4.999	8,57	69.135	5.825	8,43
Altri proventi operativi	55	44	80,00	131	41	31,30
Proventi finanziari	5.950	27	0,45	6.117	41	0,67
Oneri finanziari	(6.497)	(4)	0,06	(6.713)		

(milioni di Euro)	I semestre 2010			I semestre 2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	47.706	1.357	2,84	53.375	1.593	2,98
Altri ricavi e proventi	537	16	2,98	590	17	2,88
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	32.466	2.378	7,32	37.965	2.807	7,39
Costo lavoro	2.199	17	0,77	2.262	16	0,71
Altri proventi (oneri) operativi	33	23	69,70	(12)	12	
Proventi finanziari	3.660	29	0,79	2.858	26	0,91
Oneri finanziari	3.930	5	0,13	3.460	1	0,03

Le operazioni con parti correlate fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

<i>(milioni di Euro)</i>	2009	2010
Ricavi e proventi	3.326	3.332
Costi e oneri	(4.999)	(5.825)
Altri proventi operativi	44	41
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	34	182
Dividendi e interessi	407	521
Flusso di cassa netto da attività operativa	(1.188)	(1.749)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(1.364)	(1.764)
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	19	10
Variazione crediti finanziari	83	128
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.262)	(1.626)
Variazione debiti finanziari	(14)	(23)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(14)	(23)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(2.464)	(3.398)

<i>(milioni di Euro)</i>	I semestre 2010	I semestre 2011
Ricavi e proventi	1.373	1.610
Costi e oneri	(2.378)	(2.823)
Altri proventi operativi	23	12
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	113	(91)
Dividendi e interessi	313	329
Flusso di cassa netto da attività operativa	(556)	(963)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(543)	(726)
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	247	313
Variazione crediti finanziari	(599)	(158)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(895)	(571)
Variazione debiti finanziari	17	179
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	17	179
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(1.434)	(1.355)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

<i>(milioni di Euro)</i>	2009			2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	11.136	(1.188)		14.694	(1.749)	
Flusso di cassa da attività di investimento	(10.254)	(1.262)	12,31	(12.965)	(1.626)	12,54
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(1.183)	(14)	1,18	(1.827)	(23)	1,26

<i>(milioni di Euro)</i>	I semestre 2010			I semestre 2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	9.139	(556)		8.596	(963)	
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.627)	(895)	13,51	(6.560)	(571)	8,70
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(2.514)	17		(2.063)	179	

III. CARATTERISTICHE ESSENZIALI DEI PRESTITI OBBLIGAZIONARI

INFORMAZIONI RELATIVE AGLI STRUMENTI FINANZIARI

1.1 Caratteristiche dei titoli

(A) Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso:

L'ammontare delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà compreso tra un minimo di 150.000 e un massimo di 1.000.000 di Obbligazioni aventi ciascuna valore nominale di Euro 1.000. Il valore nominale complessivo massimo delle Obbligazioni, inclusivo del valore nominale complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, è di Euro 1.000.000.000, fermo restando che nel corso del Periodo di Offerta, in caso di eccesso di domanda, l'Emittente si riserva la facoltà di aumentare – sentiti i Responsabili del Collocamento – il valore nominale complessivo massimo delle Obbligazioni, inclusivo del valore nominale complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, fino all'importo complessivo massimo di Euro 2.000.000.000. In tale ipotesi, saranno emesse Obbligazioni sino ad un numero massimo pari a 2.000.000 e con valore nominale di Euro 1.000 ciascuna. Tale decisione sarà tempestivamente comunicata al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana (per maggiori dettagli, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.1).

I titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso hanno diritto al pagamento delle cedole (il cui ammontare sarà determinato secondo quanto previsto nella Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.8) e, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso, al rimborso alla pari del capitale investito.

Il Prestito a Tasso Fisso avrà durata di 6 (sei) anni (ovvero 72 mesi), con decorrenza dalla Data di Godimento, coincidente con la Data di Emissione, sino alla relativa Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso. La Data di Godimento e la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso saranno successivamente comunicate al pubblico mediante apposito avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana (per maggiori informazioni, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.2).

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono fruttifere di interessi a tasso fisso, dalla Data di Godimento (inclusa) sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso (esclusa). Tale tasso di interesse nominale annuo lordo sarà determinato in misura pari al tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.10, arrotondato, ove non divisibile per 0,125%, all'ottavo di punto percentuale (e cioè lo 0,125%) inferiore; laddove il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza risulti esattamente divisibile per 0,125%, il tasso di interesse nominale annuo lordo sarà pari a tale tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza diminuito dello 0,125%. Il tasso di interesse nominale annuo lordo così determinato sarà comunicato al pubblico con apposito avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana (per ulteriori dettagli, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.8).

(B) Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile:

L'ammontare delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà compreso tra un minimo di 150.000 e un massimo di 1.000.000 di Obbligazioni, aventi ciascuna valore nominale di Euro 1.000.

Il valore nominale complessivo massimo delle Obbligazioni, inclusivo del valore nominale complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, è di Euro 1.000.000.000, fermo restando che nel corso del Periodo di Offerta, in caso di eccesso di domanda, l'Emittente si riserva la facoltà di aumentare – sentiti i Responsabili del Collocamento – il valore nominale complessivo massimo delle Obbligazioni, inclusivo del valore nominale complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, fino all'importo complessivo massimo di Euro 2.000.000.000. In tale ipotesi, saranno emesse Obbligazioni sino ad un numero massimo pari a 2.000.000 e con valore nominale di Euro 1.000 ciascuna. Tale decisione sarà tempestivamente comunicata al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana (per maggiori dettagli, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.2.1).

I titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile hanno diritto al pagamento delle cedole (il cui ammontare sarà determinato secondo quanto previsto nella Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.2.8) e, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile, al rimborso alla pari del capitale.

Il Prestito a Tasso Variabile avrà durata di 6 (sei) anni (ovvero 72 mesi), con decorrenza dalla Data di Godimento sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile. La Data di Godimento e la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile saranno successivamente determinate e comunicate al pubblico mediante apposito avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana (per maggiori informazioni, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.2.2).

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono fruttifere di interessi a tasso variabile dalla Data di Godimento (inclusa) sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile (esclusa). Il tasso variabile sarà indicizzato all'*Euro Interbank Offered Rate* (con divisore 360) ("EURIBOR") a 6 mesi maggiorato di un Margine, il quale sarà determinato a conclusione dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e comunicato al pubblico con apposito avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana. Il Margine sarà compreso nell'ambito di un intervallo che sarà non inferiore a 180 e non superiore a 280 punti base (*basis points*) (per maggiori dettagli, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.2.8).

1.2 Status dei titoli

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile non sono subordinate agli altri debiti chirografari presenti e futuri dell'Emittente.

1.3 Forma dei titoli

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile costituiscono titoli al portatore.

1.4 Prezzo d'offerta

(A) Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso:

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso saranno emesse ed offerte in sottoscrizione ad un prezzo inferiore al 100% del loro valore nominale e superiore al 99% del loro valore nominale. Il prezzo come sopra determinato costituirà il prezzo di emissione e di offerta e sarà comunicato al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'Offerta e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante apposito avviso diffuso da Borsa Italiana (per ulteriori informazioni, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.2).

(B) Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile:

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile saranno emesse ed offerte in sottoscrizione ad un prezzo pari al 100% del loro valore nominale, ovvero al prezzo di Euro 1.000 per ciascuna obbligazione con valore nominale di Euro 1.000 (per maggiori informazioni, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.2.2).

1.5 Rimborso

(A) Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso:

Il rimborso delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso avverrà alla pari, in un'unica soluzione, senza alcuna deduzione di spesa, ma fermo restando quanto previsto alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso. Qualora la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

L'Emittente non ha facoltà di rimborsare anticipatamente il Prestito a Tasso Fisso, né gli obbligazionisti hanno titolo per richiedere ed ottenere il rimborso anticipato del Prestito a Tasso Fisso (per maggiori dettagli, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.9).

(B) Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile:

Il rimborso delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile avverrà alla pari, in un'unica soluzione, senza alcuna deduzione di spesa, ma fermo restando quanto previsto alla Sezione Seconda, Capitolo 4, paragrafo 4.2.14, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile. Qualora la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, a meno che essa cada nel mese solare successivo, nel qual caso la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile sarà anticipata al Giorno Lavorativo precedente, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo (in linea capitale) ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e fermo restando che di tale spostamento si terrà conto nella determinazione dei giorni effettivi dell'ultimo periodo di interesse.

L'Emittente non ha facoltà di rimborsare anticipatamente il Prestito a Tasso Variabile, né gli obbligazionisti hanno titolo per richiedere ed ottenere il rimborso anticipato del Prestito a Tasso Variabile (per maggiori dettagli, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.2.9).

1.6 Sistema di Gestione Accentrata

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile saranno immesse nel sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli, in regime di dematerializzazione, ai sensi del Testo Unico della Finanza e sue successive modifiche e integrazioni e del Regolamento recante la disciplina dei servizi di gestione accentrata, di liquidazione, dei sistemi di garanzia e delle relative società di gestione adottato con provvedimento congiunto di Banca d'Italia e Consob in data 22 febbraio 2008 (per maggiori informazioni, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafi 4.1.4 e 4.2.4).

1.7 Valuta

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono denominate in Euro.

1.8 Regime Fiscale

Sono a carico dell'obbligazionista le imposte e tasse presenti e future che si rendono dovute per legge sulle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, sulle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e/o i relativi interessi, premi ed altri frutti (per maggiori dettagli, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafi 4.1.14 e 4.2.14).

1.9 Legge che governa i titoli e foro competente

Il Prestito a Tasso Fisso ed il Prestito a Tasso Variabile sono regolati dalla legge italiana. Per qualsiasi controversia relativa al Prestito a Tasso Fisso e al Prestito a Tasso Variabile ovvero ai Regolamenti dei Prestiti Obbligazionari che dovesse insorgere tra l'Emittente e gli obbligazionisti sarà competente, in via esclusiva, il Foro di Roma ovvero, qualora l'obbligazionista rivesta la qualifica di consumatore ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 del Decreto Legislativo 6 settembre 2005 n. 206 e sue successive modifiche e integrazioni, il foro di residenza o domicilio elettivo di quest'ultimo.

INFORMAZIONI RELATIVE ALL'OFFERTA

1.1 Ammontare totale dell'Offerta

L'operazione consiste in un'offerta pubblica finalizzata alla quotazione sul MOT di massime n. 1.000.000 di Obbligazioni, del valore nominale di Euro 1.000 ciascuna, destinata al pubblico indistinto in Italia e volta ad ottenere adesioni per un quantitativo minimo di Obbligazioni pari ad almeno il Lotto Minimo.

Le Obbligazioni sono offerte al pubblico mediante emissione del Prestito a Tasso Fisso e del Prestito a Tasso Variabile, secondo la seguente ripartizione: (i) l'ammontare minimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso è costituito da minime 150.000 Obbligazioni da nominali Euro 1.000 ciascuna; e (ii) l'ammontare minimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è costituito da minime 150.000 Obbligazioni da nominali Euro 1.000 ciascuna.

Nel corso del Periodo di Offerta, in caso di eccesso di domanda, l'Emittente si riserva la facoltà di aumentare – sentiti i Responsabili del Collocamento – il valore nominale complessivo massimo

dell'Offerta fino ad un importo complessivo massimo pari ad Euro 2.000.000.000. In tale ipotesi, saranno emesse Obbligazioni sino ad un numero massimo pari a 2.000.000 e con valore nominale di Euro 1.000 ciascuna. Tale decisione sarà comunicata al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

L'Offerta non è subordinata ad alcuna condizione.

1.2 Destinatari dell'offerta

L'Offerta è integralmente ed esclusivamente destinata al pubblico indistinto in Italia.

Non possono aderire all'Offerta gli Investitori Qualificati di cui all'articolo 34-ter, comma 1, lett. (b), del Regolamento Emittenti (fatta eccezione (i) per le persone fisiche di cui al numero 5 della predetta definizione, (ii) per le società di gestione autorizzate alla prestazione del servizio di gestione su base individuale di portafogli di investimento per conto terzi, (iii) per gli intermediari autorizzati abilitati alla gestione dei portafogli individuali per conto terzi e (iv) per le società fiduciarie che prestano servizi di gestione di portafogli di investimento, anche mediante intestazione fiduciaria, di cui all'articolo 60, comma 4, del Decreto Legislativo 23 luglio 1996 n. 415, che potranno aderire all'Offerta nei limiti di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.4) e gli investitori istituzionali all'estero (per maggiori informazioni, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.2.1).

1.3 Periodo di validità dell'Offerta

L'Offerta avrà inizio alle ore 9:00 del 14 settembre 2011 e avrà termine alle ore 13:30 del 4 ottobre 2011. I Collocatori che raccolgono le domande di adesione fuori sede provvederanno alla raccolta di tali adesioni esclusivamente dalle ore 9:00 del 14 settembre 2011 alle ore 17:00 del 27 settembre 2011. I Collocatori che operano *online* provvederanno alla raccolta delle adesioni pervenute per via telematica esclusivamente dalle ore 9:00 del 14 settembre 2011 alle ore 17:00 del 20 settembre 2011.

Per maggiori dettagli, si rimanda alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.3.

Tuttavia, si precisa che:

- (a) i Responsabili del Collocamento – d'intesa con l'Emittente – si riservano la facoltà di disporre la chiusura anticipata dell'Offerta qualora, prima della chiusura del Periodo di Offerta, l'ammontare massimo delle Obbligazioni sia interamente collocato presso il pubblico indistinto. In ogni caso l'Offerta dovrà avere una durata almeno pari a 5 (cinque) Giorni Lavorativi. La chiusura anticipata dell'Offerta sarà tempestivamente comunicata a Consob, a Borsa Italiana e al pubblico mediante avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa italiana;
- (b) la Società, sentiti i Responsabili del Collocamento – il cui parere verrà reso secondo i principi di correttezza e buona fede ai sensi del Codice Civile – potrà decidere di non dare inizio all'Offerta e la stessa dovrà ritenersi annullata qualora tra la data di pubblicazione del presente Prospetto e il giorno antecedente l'inizio dell'Offerta dovessero verificarsi circostanze straordinarie, così come previste nella prassi internazionale, quali, tra l'altro, gravi mutamenti negativi riguardanti la situazione politica, finanziaria, economica, valutaria, normativa o di mercato, a livello

nazionale o internazionale, ovvero gravi mutamenti negativi che riguardino o incidano sulla situazione finanziaria, patrimoniale e/o reddituale o sulle attività dell'Emittente e/o del Gruppo, tali da rendere pregiudizievole lo svolgimento dell'Offerta. Tale decisione verrà comunicata tempestivamente a Consob e successivamente al pubblico mediante avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana;

- (c) la Società, sentiti i Responsabili del Collocamento – il cui parere verrà reso secondo i principi di correttezza e buona fede ai sensi del Codice Civile – potrà decidere di ritirare l'Offerta e la stessa dovrà ritenersi annullata qualora, tra la data di inizio dell'Offerta e la Data di Pagamento, dovessero verificarsi circostanze straordinarie, così come previste nella prassi internazionale, quali, tra l'altro, gravi mutamenti negativi riguardanti la situazione politica, finanziaria, economica, valutaria, normativa o di mercato, a livello nazionale o internazionale, ovvero gravi mutamenti negativi che riguardino o incidano sulla situazione finanziaria, patrimoniale e/o reddituale o sulle attività dell'Emittente e/o del Gruppo, tali da rendere pregiudizievole lo svolgimento dell'Offerta. Tale decisione verrà comunicata tempestivamente a Consob e successivamente al pubblico mediante avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana;
- (d) l'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e/o delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà ritirata, qualora le domande di adesione al Prestito a Tasso Fisso e/o al Prestito a Tasso Variabile siano inferiori, rispettivamente, al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Fisso e/o al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Variabile;
- (e) l'Emittente – d'intesa con i Responsabili del Collocamento – si riserva la facoltà di non collocare integralmente le Obbligazioni oggetto della presente Offerta, procedendo alla riduzione del numero totale delle Obbligazioni ma mantenendo invariato il Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Fisso e il Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Variabile;
- (f) l'Offerta sarà comunque ritirata qualora Borsa Italiana non stabilisca la data di inizio delle negoziazioni ovvero revochi il provvedimento di ammissione a quotazione delle Obbligazioni;
- (g) l'Offerta non sarà avviata e la stessa dovrà ritenersi annullata qualora non si dovesse addivenire alla stipula del contratto di collocamento relativo all'Offerta di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.4;
- (h) l'Offerta sarà inoltre ritirata nel caso in cui i Responsabili del Collocamento esercitino congiuntamente il diritto di recesso di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.4.

Per maggiori informazioni si veda la Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafi 5.1.2, 5.1.3 e 5.4.

1.4 Modalità di adesione e quantitativi minimi e massimi

Per ciascun prestito obbligazionario, le domande di adesione all'Offerta devono essere presentate per quantitativi minimi pari a n. 2 (due) Obbligazioni, per un valore nominale complessivo di Euro 2.000, con possibili incrementi pari ad almeno 1 Obbligazione, per un valore nominale pari a Euro 1.000 ciascuna, fatti salvi i criteri di riparto di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.2.2. Per maggiori dettagli sulle modalità di adesione all'Offerta, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.4.

1.5 Collocamento

L'Offerta avrà luogo esclusivamente in Italia e sarà coordinata e diretta da Banca IMI e UniCredit, le quali rivestono il ruolo di Coordinatori dell'Offerta e di Responsabili del Collocamento.

Le Obbligazioni oggetto dell'Offerta saranno collocate per il tramite di un consorzio di collocamento coordinato e diretto da Banca IMI e da UniCredit, al quale partecipano altre banche, società di intermediazione mobiliare e altri intermediari autorizzati. L'elenco completo dei componenti del Consorzio sarà depositato presso Consob, la sede dell'Emittente e i Collocatori medesimi e contestualmente reso noto mediante avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro il giorno antecedente l'inizio del Periodo di Offerta.

1.6 Commissioni

L'Emittente corrisponderà (a) ai Responsabili del Collocamento una commissione di organizzazione, pariteticamente suddivisa tra loro, pari al 0,30% del controvalore nominale delle Obbligazioni emesse ed oggetto dell'Offerta; e (b) ai Collocatori una commissione di collocamento pari al 1% del controvalore nominale delle Obbligazioni da ciascuno di essi effettivamente collocate. Per maggiori informazioni, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.5.

1.7 Ragioni dell'Offerta

I proventi dell'Offerta, al netto delle spese e commissioni di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.5, saranno utilizzati dall'Emittente per finalità di gestione operativa generale del Gruppo, inclusi il rifinanziamento ed il consolidamento dell'indebitamento a breve termine.

1.8 Ammissione alle negoziazioni

Borsa Italiana, con provvedimento n. 7036 del 31 agosto 2011, ha disposto l'ammissione alla quotazione delle Obbligazioni sul MOT. La data di inizio delle negoziazioni sarà disposta da Borsa Italiana, ai sensi dell'articolo 2.4.3 del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana e sue successive modifiche e integrazioni, previa verifica dei risultati dell'Offerta (per ulteriori dettagli, si veda la Sezione Seconda, Capitolo 6).

IV DOCUMENTAZIONE A DISPOSIZIONE DEL PUBBLICO

Dalla data di pubblicazione del presente Prospetto Informativo e per tutta la durata della sua validità, i seguenti documenti, unitamente ai comunicati stampa divulgati dall'Emittente, possono essere consultati presso la sede sociale di Eni S.p.A., sita in Piazzale E. Mattei 1, Roma, nonché sul sito *internet* dell'Emittente (www.eni.com) e di Borsa Italiana:

- Statuto dell'Emittente;
- Relazione finanziaria consolidata annuale relativa agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 31 dicembre 2009;
- Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari relativa agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 31 dicembre 2009;

- Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e relazione di PricewaterhouseCoopers S.p.A. relativa al bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009;
- Bilanci di esercizio di Eni relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 31 dicembre 2009;
- Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio d'esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e relazione di PricewaterhouseCoopers S.p.A. relativa al bilancio d'esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009;
- Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011 e al 30 giugno 2010;
- Relazioni della Società di Revisione relative alle relazioni finanziarie semestrali consolidate al 30 giugno 2010 e al 30 giugno 2011;
- *Annual Report on Form 20-F* redatto da Eni per l'anno fiscale chiuso il 31 dicembre 2010 e depositato presso la SEC il 7 aprile 2011.

Il presente Prospetto Informativo sarà, altresì, a disposizione sui siti *internet* dei Responsabili del Collocamento, dei soggetti collocatori e di Borsa Italiana. Copia cartacea del Prospetto potrà, inoltre, essere richiesta gratuitamente presso la sede sociale di Eni S.p.A. in Roma, Piazzale E. Mattei, 1 nonché presso i Responsabili del Collocamento e i soggetti collocatori.

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

SEZIONE PRIMA
DOCUMENTO DI REGISTRAZIONE

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

1. PERSONE RESPONSABILI

1.1 PERSONE RESPONSABILI DELLE INFORMAZIONI CONTENUTE NEL PROSPETTO

La responsabilità per i dati e le notizie contenuti nel presente Prospetto Informativo è assunta da Eni S.p.A., con sede in Roma, Piazzale E. Mattei 1, in qualità di Emittente, nonché da Banca IMI S.p.A., con sede in Milano, Largo Mattioli 3 e da UniCredit Bank AG, Succursale di Milano, con sede in Milano, in Via Tommaso Grossi, 10, in qualità di Responsabili del Collocamento, ciascuno per quanto di propria competenza.

1.2 DICHIARAZIONE DI RESPONSABILITÀ

Eni S.p.A., con sede in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1, in qualità di Emittente, nonché Banca IMI S.p.A., con sede in Milano, Largo Mattioli 3, e UniCredit Bank AG, Succursale di Milano, con sede in Milano, in Via Tommaso Grossi 10, in qualità di Responsabili del Collocamento, ciascuno per quanto di rispettiva competenza e avendo adottato tutta la ragionevole diligenza a tale scopo, attestano che le informazioni contenute nel presente Prospetto Informativo sono, per quanto a propria conoscenza, conformi ai fatti e non presentano omissioni tali da alterarne il senso.

In particolare, i Responsabili del Collocamento assumono responsabilità esclusivamente per le informazioni relative all'Offerta ed ai Responsabili del Collocamento, e specificamente per le informazioni di cui alla Sezione Prima, Capitolo 4, Paragrafo 4.2.15, alla Sezione Seconda, Capitolo 3, Paragrafo 3.1, ed alla Sezione Seconda, Capitolo 5 del presente Prospetto Informativo, nonché delle corrispondenti parti riportate nell'ambito della Nota di Sintesi ivi contenuta.

2. REVISORI LEGALI DEI CONTI

2.1 NOME E INDIRIZZO DEI REVISORI DELL'EMITTENTE

Alla data di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2009 è scaduto l'incarico di revisione affidato a PricewaterhouseCoopers S.p.A., dall'Assemblea del 1 giugno 2001, rinnovato dall'Assemblea del 28 maggio 2004 e prorogato per gli esercizi 2007-2009 dall'Assemblea del 24 maggio 2007. Su proposta motivata del Collegio Sindacale, l'Assemblea ordinaria dell'Emittente tenutasi in data 29 aprile 2010 ha, quindi, deliberato di conferire, con riferimento al novennio 2010-2018, alla società Reconta Ernst & Young S.p.A., con sede sociale in Roma, Via Po n. 32, iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione Consob al n. 2 ai sensi dell'articolo 161 del TUF e iscritta al Registro dei Revisori Contabili al n. 70945 ai sensi del D.Lgs. n. 88 del 27 gennaio 1992, l'incarico che prevede: (i) la revisione legale del bilancio di esercizio e consolidato dell'Emittente e del Gruppo, (ii) la revisione contabile limitata della Relazione finanziaria semestrale, (iii) la verifica, nel corso dell'esercizio, della regolare tenuta della contabilità sociale e della corretta rilevazione dei fatti di gestione nelle scritture contabili e (iv) la revisione contabile dell'Annual Report on Form 20-F.

La società incaricata della revisione legale dei bilanci dell'Emittente è Reconta Ernst & Young S.p.A., con sede sociale in Roma, Via Po n. 32, iscritta all'Albo Speciale Consob al n. 2 ai sensi dell'articolo 161 del TUF e iscritta al Registro dei Revisori Contabili al n. 70945 ai sensi del D.Lgs. n. 88 del 27 gennaio 1992.

La Società di Revisione è stata nominata il 29 Aprile 2010 per il novennio 2010-2018.

L'attuale incarico affidato alla Società di Revisione prevede: (i) la revisione legale del bilancio di esercizio e consolidato dell'Emittente e del Gruppo, (ii) la revisione contabile limitata della relazione semestrale del Gruppo, e (iii) la verifica, nel corso dell'esercizio, della regolare tenuta della contabilità sociale e della corretta rilevazione dei fatti di gestione nelle scritture contabili e (iv) la revisione contabile dell'Annual Report on Form 20-F.

2.2 INDICARE SE I REVISORI SI SONO DIMESSI, SONO STATI RIMOSSI DALL'INCARICO O NON SONO STATI RINOMINATI DURANTE IL PERIODO CUI SI RIFERISCONO LE INFORMAZIONI FINANZIARIE RELATIVE AGLI ANNI PASSATI

Durante il periodo cui si riferiscono le informazioni finanziarie relative agli esercizi passati e di cui al Prospetto Informativo, non vi sono stati dinieghi di giudizio o rilievi evidenziati nelle relazioni di revisione da parte della Società di Revisione e di PricewaterhouseCoopers S.p.A., né le stesse si sono dimesse o sono state rimosse dall'incarico o è mancata la conferma del loro incarico.

3. INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE DEL GRUPPO ENI

Le tabelle che seguono riportano i principali dati economici del Gruppo Eni relativi ai dati finanziari consolidati concernenti gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010, al 31 dicembre 2009 ed ai semestri chiusi al 30 giugno 2011 ed al 30 giugno 2010.

In particolare, l'Emittente ha omesso dal presente Capitolo le informazioni finanziarie riferite ai propri dati individuali, ritenendo che le stesse non forniscano elementi aggiuntivi rispetto a quelle relative ai dati consolidati di Gruppo.

Le informazioni finanziarie sono tratte, per le sole finalità di inclusione nel presente Prospetto Informativo, come richiesto dal Regolamento 809/2004/CE, dal bilancio consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010, dal bilancio consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e dal bilancio consolidato semestrale abbreviato per il semestre chiuso al 30 giugno 2011, predisposti in conformità agli *International Financial Reporting Standards* ("IFRS" o "**Principi Contabili Internazionali**") 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 Decreto Legislativo n. 38 del 2 febbraio 2005.

La Società di Revisione ha espresso un giudizio senza rilievi nella relazione di revisione contabile sul bilancio consolidato del Gruppo Eni chiuso al 31 dicembre 2010 e PricewaterhouseCoopers S.p.A. ha espresso un giudizio senza rilievi nella relazione di revisione contabile sul bilancio consolidato del Gruppo Eni chiuso al 31 dicembre 2009. La Società di Revisione ha espresso un giudizio senza rilievi nelle relazioni di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011.

Le tabelle che seguono, contenute nei successivi Paragrafi 3.1 e 3.2, riportano alcune informazioni patrimoniali e finanziarie utilizzate dal *management* della Società per monitorare la situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo. Alcune di queste informazioni (Indebitamento finanziario netto, *Leverage* e *Coverage*) non sono identificate come misure contabili nell'ambito degli IFRS; pertanto, non devono essere considerate misure alternative per la valutazione della posizione patrimoniale e finanziaria del Gruppo. La Società ritiene che le informazioni finanziarie di seguito riportate siano un importante parametro per la misurazione della posizione patrimoniale e finanziaria. Poiché tali informazioni patrimoniali e finanziarie non sono misure la cui determinazione è regolamentata dai principi contabili di riferimento per la predisposizione dei bilanci consolidati del Gruppo, il criterio applicato per la relativa determinazione e misurazione potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi e, pertanto, potrebbero non essere comparabili.

3.1 DATI DI CONTO ECONOMICO, STATO PATRIMONIALE E RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATI DEL GRUPPO PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2010

Le tabelle che seguono riepilogano i dati di conto economico, stato patrimoniale e rendiconto finanziario del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 messi a confronto con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

Conto economico consolidato

(milioni di Euro)	2009		2010		Var. %
	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	83.227	3.300	98.523	3.274	18,4
Altri ricavi e proventi	1.118	26	956	58	(14,5)
Totale ricavi	84.345		99.479		17,9
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	4.999	69.135	5.825	18,5
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	250		(246)		(198,4)
Costo lavoro	4.181		4.785		14,4
Altri proventi operativi	55	44	131	41	138,2
Ammortamenti e svalutazioni	9.813		9.579		(2,4)
UTILE OPERATIVO	12.055		16.111		33,6
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
Proventi finanziari	5.950	27	6.117	41	2,8
Oneri finanziari	(6.497)	(4)	(6.713)		3,3
Strumenti derivati	(4)		(131)		3.175,0
	(551)		(727)		31,9
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI					
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	393		537		36,6
- Altri proventi su partecipazioni	176		619		251,7
	569		1.156		103,2
UTILE ANTE IMPOSTE	12.073		16.540		37,0
Imposte sul reddito	(6.756)		(9.157)		35,5
Utile netto	5.317		7.383		38,9
Di competenza:					
- azionisti Eni	4.367		6.318		44,7
- interessenze di terzi	950		1.065		12,1
	5.317		7.383		38,9
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti					
Eni (ammontari in Euro per azione)					
- semplice	1,21		1,74		43,8
- diluito	1,21		1,74		43,8

Stato patrimoniale consolidato

	31.12.2009		31.12.2010		Var. %
(milioni di Euro)	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.608		1.549		(3,7)
Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	348		382		9,8
Crediti commerciali e altri crediti	20.348	1.355	23.636	1.356	16,2
Rimanenze	5.495		6.589		19,9
Attività per imposte sul reddito correnti	753		467		(38,0)
Attività per altre imposte correnti	1.270		938		(26,1)
Altre attività correnti	1.307	9	1.350	9	3,3
	31.129		34.911		12,1
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari (a)	63.177		67.404		6,7
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	1.736		2.024		16,6
Attività immateriali (a)	8.057		11.172		38,7
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.828		5.668		(2,7)
Altre partecipazioni	416		422		1,4
Altre attività finanziarie	1.148	438	1.523	668	32,7
Attività per imposte anticipate	3.558		4.864		36,7
Altre attività non correnti	1.938	40	3.355	16	73,1
	85.858		96.432		12,3
Attività destinate alla vendita	542		517		(4,6)
TOTALE ATTIVITÀ	117.529		131.860		12,2
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	3.545	147	6.515	127	83,8
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.191		963		(69,8)
Debiti commerciali e altri debiti	19.174	1.241	22.575	1.297	17,7
Passività per imposte sul reddito correnti	1.291		1.515		17,4
Passività per altre imposte correnti	1.431		1.659		15,9
Altre passività correnti	1.856	5	1.620	5	(12,7)
	30.488		34.847		14,3
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	18.064		20.305		12,4
Fondi per rischi e oneri	10.319		11.792		14,3
Fondi per benefici ai dipendenti	944		1.032		9,3
Passività per imposte differite	4.907		5.924		20,7
Altre passività non correnti	2.480	49	2.194	45	(11,5)
	36.714		41.247		12,3
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	276		38		(86,2)
TOTALE PASSIVITÀ	67.478		76.132		12,8
PATRIMONIO NETTO					
Interessenze di terzi	3.978		4.522		13,7
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale	4.005		4.005		0,0
Riserve	46.269		49.450		6,9
Azioni proprie	(6.757)		(6.756)		(0,0)
Acconto sul dividendo	(1.811)		(1.811)		0,0
Utile dell'esercizio	4.367		6.318		44,7
Totale patrimonio netto di Eni	46.073		51.206		11,1
TOTALE PATRIMONIO NETTO	50.051		55.728		11,3
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	117.529		131.860		12,2

(a) A partire dal 1° gennaio 2010 sono state applicate le disposizioni previste dall'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" (di seguito "IFRIC 12") che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare, nei casi in cui il soggetto concedente controlli l'infrastruttura, regolando/controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva il diritto all'utilizzo della stessa ovvero un'attività finanziaria in funzione delle caratteristiche degli accordi in essere. In considerazione degli accordi in essere nel Gruppo, l'applicazione dell'IFRIC 12 ha comportato nel bilancio 2010 la classificazione delle infrastrutture in concessione tra le attività immateriali. Nello stato patrimoniale al 31 dicembre 2009, il valore netto contabile delle infrastrutture relative agli accordi in concessione (3.412 milioni di Euro) è riclassificato nella voce "Immobili, impianti e macchinari".

Rendiconto finanziario consolidato

<i>(milioni di Euro)</i>	2009	2010	Var. %
Flusso di cassa netto da attività operativa	11.136	14.694	32,0
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(10.254)	(12.965)	26,4
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.183)	(1.827)	54,4
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(331)	(59)	(82,2)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	1.939	1.608	(17,1)
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	1.608	1.549	(3,7)

Le seguenti tabelle riportano i principali indicatori di struttura finanziaria e di copertura degli oneri finanziari per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 messi a confronto con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

<i>(milioni di Euro)</i>	31.12.2009	31.12.2010	Var. ass.	Var. %
Indebitamento finanziario netto	23.055	26.119	3.064	13,3
Patrimonio netto compresi le interessenze di terzi	50.051	55.728	5.677	11,3
Leverage¹	0,46	0,47	0,01	

<i>(milioni di Euro)</i>	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Utile operativo	12.055	16.111	4.056	33,6
Oneri finanziari netti	551	727	176	31,9
Coverage²	21,9	22,2	0,3	1,3

Qui di seguito si riporta l'indebitamento finanziario netto del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 raffrontata con quello dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

¹ Per *leverage* si intende il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti.

² Per *coverage* si intende il rapporto tra utile operativo e oneri finanziari netti.

Indebitamento finanziario netto:

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

<i>(milioni di Euro)</i>	31.12.2009	31.12.2010	Var. ass.	Var. %
Debiti finanziari e obbligazionari	24.800	27.783	2.983	12,0
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	<i>6.736</i>	<i>7.478</i>	<i>742</i>	<i>11,0</i>
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	<i>18.064</i>	<i>20.305</i>	<i>2.241</i>	<i>12,4</i>
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.608)	(1.549)	59	(3,7)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(64)	(109)	(45)	70,3
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(73)	(6)	67	(91,8)
Indebitamento finanziario netto	23.055	26.119	3.064	13,3

Passività finanziarie a breve termine:

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

<i>(milioni di Euro)</i>	31.12.2009	31.12.2010	Var. ass.	Var. %
Banche	683	1.950	1.267	185,5
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.718	4.244	1.526	56,1
Altri finanziatori	144	321	177	122,9
	3.545	6.515	2.970	83,8

Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine:

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

<i>(milioni di Euro)</i>		Al 31 dicembre					Scadenza a lungo termine						
Tipo	Scadenza	2009	2010	Var. ass.	Var. %	Scad. 2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	Totale	
Banche	2011-2029	9.056	7.224	(1.832)	(20,2)	499	3.460	824	623	550	1.268	6.725	
Obbligazioni ordinarie	2011-2040	11.687	13.572	1.885	16,1	410	46	1.603	1.333	2.212	7.968	13.162	
Altri finanziatori	2011-2021	512	472	(40)	(7,8)	54	77	58	53	53	177	418	
		21.255	21.268	13	0,1	963	3.583	2.485	2.009	2.815	9.413	20.305	

3.2 DATI DI CONTO ECONOMICO, RENDICONTO FINANZIARIO E STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATI DEL GRUPPO PER IL SEMESTRE CHIUSO AL 30 GIUGNO 2011

Le tabelle che seguono riepilogano i dati di conto economico, rendiconto finanziario e stato patrimoniale del Gruppo per i primi sei mesi dell'esercizio 2011, messi a confronto con lo stesso periodo dell'esercizio 2010.

Conto economico

<i>(milioni di Euro)</i>	I semestre 2010		I semestre 2011		Var. %
	Totale	<i>di cui verso parti correlate</i>	Totale	<i>di cui verso parti correlate</i>	
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	47.706	1.357	53.375	1.593	11,9
Altri ricavi e proventi	537	16	590	17	9,9
Totale ricavi	48.243		53.965		11,9
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	32.466	2.378	37.965	2.807	16,9
- <i>di cui (proventi) oneri non ricorrenti</i>			69		100
Costo lavoro	2.199	17	2.262	16	2,9
Altri proventi (oneri) operativi	33	23	(12)	12	(136,4)
Ammortamenti e svalutazioni	4.459		4.278		(4,1)
UTILE OPERATIVO	9.152		9.448		3,2
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
Proventi finanziari	3.660	29	2.858	26	(21,9)
Oneri finanziari	(3.930)	(5)	(3.460)	(1)	(12,0)
Strumenti derivati	(331)		225		168,0
	(601)		(377)		(37,3)
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI					
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	292		282		(3,4)
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	380		439		15,5
	672		721		7,3
UTILE ANTE IMPOSTE	9.223		9.792		6,2
Imposte sul reddito	(4.865)		(5.333)		9,6
Utile netto	4.358		4.459		2,3
Di competenza:					
- azionisti Eni	4.046		3.801		(6,1)
- interessenze di terzi	312		658		110,9
	4.358		4.459		2,3
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in Euro per azione)					
- semplice	1,12		1,05		(6,3)
- diluito	1,12		1,05		(6,3)

Rendiconto finanziario consolidato

<i>(milioni di Euro)</i>	I semestre		Var. %
	2010	2011	
Flusso di cassa netto da attività operativa	9.139	8.596	(5,9)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(6.627)	(6.560)	(1,0)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.514)	(2.063)	17,9
Flusso di cassa netto dell'esercizio	67	(75)	(211,9)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	1.608	1.549	(3,7)
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	1.675	1.474	(12,0)

Stato Patrimoniale

	31.12.2010		30.06.2011		Var. %
(milioni di Euro)	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.549		1.474		(4,8)
Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	382		360		(5,8)
Crediti commerciali e altri crediti	23.636	1.356	22.180	1.316	(6,2)
Rimanenze	6.589		6.911		4,9
Attività per imposte sul reddito correnti	467		231		(50,5)
Attività per altre imposte correnti	938		864		(7,9)
Altre attività correnti	1.350	9	1.358	1	0,6
	34.911		33.378		(4,4)
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	67.404		67.162		(0,4)
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	2.024		2.370		17,1
Attività immateriali	11.172		10.891		(2,5)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.668		5.704		0,6
Altre partecipazioni	422		375		(11,1)
Altre attività finanziarie	1.523	668	1.578	832	3,6
Attività per imposte anticipate	4.864		5.028		3,4
Altre attività non correnti	3.355	16	3.713	3	10,7
	96.432		96.821		0,4
Attività destinate alla vendita	517		480		(7,2)
TOTALE ATTIVITÀ	131.860		130.679		(0,9)
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	6.515	127	4.357	298	(33,1)
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	963		1.216		26,3
Debiti commerciali e altri debiti	22.575	1.297	20.273	1.475	(10,2)
Passività per imposte sul reddito correnti	1.515		2.100		38,6
Passività per altre imposte correnti	1.659		2.271		36,9
Altre passività correnti	1.620	5	1.480	5	(8,6)
	34.847		31.697		(9,0)
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	20.305		22.021		8,5
Fondi per rischi e oneri	11.792		11.743		(0,4)
Fondi per benefici ai dipendenti	1.032		1.064		3,1
Passività per imposte differite	5.924		5.803		(2,0)
Altre passività non correnti	2.194	45	2.576	46	17,4
	41.247		43.207		4,8
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	38		71		86,8
TOTALE PASSIVITÀ	76.132		74.975		(1,5)
PATRIMONIO NETTO					
Interessenze di terzi	4.522		4.762		5,3
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale	4.005		4.005		
Riserve	49.450		36.382		(26,4)
Azioni proprie	(6.756)		(6.754)		(0,0)
Acconto sul dividendo	(1.811)				(100,0)
Utile dell'esercizio	6.318		3.801		(39,8)
Totale patrimonio netto di Eni	51.206		50.942		(0,5)
TOTALE PATRIMONIO NETTO	55.728		55.704		(0,0)
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	131.860		130.679		(0,9)

Le seguenti tabelle riportano i principali indicatori di struttura finanziaria e di copertura degli oneri finanziari per i primi sei mesi dell'esercizio 2011, messi a confronto con l'esercizio 2010.

<i>(milioni di Euro)</i>	31.12.2010	30.06.2011	Var. ass.	Var. %
Indebitamento finanziario netto	26.119	25.978	(141)	(0,5)
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	55.728	55.704	(24)	(0,0)
Leverage³	0,47	0,47		

<i>(milioni di Euro)</i>	I Semestre			
	2010	2011	Var. ass.	Var. %
Utile operativo	9.152	9.792	569	6,2
Oneri finanziari netti	601	377	(224)	(37,3)
Coverage⁴	15,2	26,0	10,8	

La seguente tabella riporta la posizione finanziaria netta del Gruppo per il semestre chiuso al 30 giugno 2011.

<i>(milioni di Euro)</i>	31 dicembre 2010	30 giugno 2011	Var.ass.	Var. %
Debiti finanziari e obbligazionari	27.783	27.594	(189)	(0,7)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	<i>7.478</i>	<i>5.573</i>	<i>(1.905)</i>	<i>(25,5)</i>
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	<i>20.305</i>	<i>22.021</i>	<i>1.716</i>	<i>8,5</i>
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.549)	(1.474)	75	4,8
Titoli non strumentali all'attività operativa	(109)	(131)	(22)	(20,2)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(6)	(11)	(5)	(83,3)
Indebitamento finanziario netto	26.119	25.978	(141)	(0,5)

³ Per *leverage* si intende il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti.

⁴ Per *coverage* si intende il rapporto tra utile operativo e oneri finanziari netti.

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

FATTORI DI RISCHIO**4. FATTORI DI RISCHIO**

L'operazione descritta nel Prospetto Informativo presenta gli elementi di rischio tipici di un investimento in obbligazioni.

Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare gli specifici fattori di rischio relativi a Eni S.p.A., alle società del gruppo facenti capo alla stessa, al settore di attività in cui esse operano e alla quotazione degli strumenti finanziari offerti. I fattori di rischio descritti nel presente Capitolo "Fattori di Rischio" devono essere letti congiuntamente alle informazioni contenute nel Prospetto Informativo.

I rinvii a sezioni, capitoli e paragrafi si riferiscono alle Sezioni, ai Capitoli e ai Paragrafi del Prospetto Informativo.

4.1 PRINCIPALI FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL'EMITTENTE E AL GRUPPO**4.1.1 Rischi connessi alla concorrenza**

Eni compete a livello globale con le imprese del settore petrolifero e di altri settori nella vendita di energia ai mercati industriali, commerciali e civili:

- (i) nel settore *Exploration & Production*, in particolare all'estero, Eni compete con le maggiori società petrolifere internazionali per l'ottenimento dei titoli minerari di esplorazione e di sviluppo. La progressiva riduzione del numero di operatori conseguente alle operazioni di acquisizione e di fusione comporta l'incremento della pressione competitiva da parte degli operatori che dispongono di maggiori risorse finanziarie e di un più ampio portafoglio di progetti di sviluppo;
- (ii) nel settore *Gas & Power*, nel mercato italiano del gas, liberalizzato per effetto del Decreto Legislativo n. 164 del 25 maggio 2000 ("**Decreto Letta**"), Eni affronta una crescente pressione competitiva sia nella vendita all'ingrosso di gas da parte di importatori italiani ed esteri, sia nel mercato *retail* da parte delle società di vendita concorrenti. La flessione dei consumi di gas conseguente alla crisi economica globale del 2008-2009 e la lenta ripresa che ne è seguita unitamente all'accresciuta disponibilità di gas nel mercato hanno incrementato il livello di competitività del settore della vendita di gas con impatti negativi sui margini di vendita degli operatori. Dal punto di vista regolatorio, nel 2010 è scaduto il sistema di tetti antitrust introdotto dal Decreto Letta che è stato sostituito dal nuovo sistema di quote di mercato del D.Lgs. 13 agosto 2010, n. 130 recante misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale in Italia (si veda il successivo Paragrafo 4.1.2, lett. (L)(1) sui rischi connessi alla regolamentazione del settore del gas in Italia). All'estero, soprattutto in Europa, Eni compete con i grandi operatori del settore gas e con altre compagnie petrolifere internazionali per incrementare la propria quota di mercato, acquisire nuovi clienti e fidelizzare gli attuali. Nella produzione e vendita di energia elettrica Eni compete con altri produttori italiani ed esteri che vendono energia elettrica sul mercato italiano liberalizzato;
- (iii) nel settore *Refining & Marketing*, in particolare nel mercato rete in Italia e all'estero, Eni compete con le maggiori società petrolifere internazionali e con altri operatori (società petrolifere con presenza focalizzata e grande distribuzione) per l'ottenimento delle concessioni per costruire e gestire le stazioni di servizio. Una volta operative, le stazioni

FATTORI DI RISCHIO

di servizio dell'Emittente competono con quelle degli altri operatori sulla base del prezzo dei carburanti, della qualità dei servizi e dell'offerta di prodotti non-oil. In Italia, il quadro politico-istituzionale favorisce la concorrenza nel settore della distribuzione e della commercializzazione dei carburanti. Eni prevede che sviluppi in questo campo possano comportare un incremento della pressione competitiva con impatti negativi sui margini di commercializzazione dei carburanti;

- (iv) nel settore Ingegneria e Costruzioni, la cui dinamica competitiva è caratterizzata dall'esperienza tecnica, dall'ampiezza e qualità dei servizi offerti e dalla disponibilità di mezzi tecnologicamente avanzati (per esempio unità navali di costruzione e impianti di perforazione), Eni compete con poche grandi società internazionali;
- (v) il progresso delle tecnologie di estrazione o di altro tipo può rendere competitive nuove fonti di risorse energetiche con impatti negativi sui risultati dell'Eni. Ad esempio uno dei maggiori cambiamenti avvenuti nel mercato mondiale del gas negli ultimi anni è stata la commerciabilità di importanti risorse di gas *shale* negli Stati Uniti che ha ridotto in misura notevole la dipendenza del paese dalle importazioni di gas naturale liquefatto (GNL). Le disponibilità mondiali di GNL hanno trovato uno sbocco nei mercati spot dell'Europa Occidentale determinando la maggiore liquidità di tali mercati e la flessione dei prezzi, andando a costituire una nuova minaccia competitiva per Eni.

4.1.2 Fattori di rischio connessi all'attività e ai mercati dell'Emittente e del Gruppo

(A) *Rischi connessi all'attività di ricerca, esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi*

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas.

In particolare, l'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o qualora si scoprano quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Le attività di esplorazione e sviluppo, soprattutto nell'offshore profondo, sono caratterizzate da rischi intrinseci, come evidenziato dall'incidente occorso al pozzo Macondo operato dalla società petrolifera britannica BP nel Golfo del Messico nell'aprile 2010.

A seguito dell'incidente occorso al pozzo Macondo operato da BP nell'offshore profondo del Golfo del Messico, il governo statunitense e i governi di altri paesi hanno adottato o sono in procinto di adottare regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi in campi *offshore*. Le aree di maggiore attenzione sono i controlli in materia di salute, sicurezza e ambiente, la supervisione delle operazioni di perforazione, nonché l'accesso a nuove aree di perforazione. In particolare, il governo statunitense ha imposto una sospensione delle attività su alcune attività di perforazione offshore fino al 30 novembre 2010 (sospesa in ottobre) e simili decisioni potrebbero essere assunte da altri paesi. Le attività Eni di perforazione nel Golfo del Messico sono state riprese a inizio anno dopo la conclusione della moratoria seguita all'incidente di Macondo. Le attività del 2011 potranno subire qualche ritardo in quanto le nuove regole sulla concessione dei permessi prevedono la predisposizione di ulteriori documenti e

FATTORI DI RISCHIO

processi autorizzativi più rigidi. *Per ulteriori informazioni, si rinvia alla successiva lettera P.*

La gravità degli incidenti è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente passività di ammontare rilevante con impatti negativi importanti sul business, sui risultati operativi e sulle prospettive di sviluppo del Gruppo. Eni si è dotata di un sistema di gestione e monitoraggio dei rischi e degli eventi che possono comportare danni alla salute e alla sicurezza delle persone che lavorano con Eni e delle collettività interessate dall'attività del Gruppo, nonché danni all'ambiente; di verifica del rispetto delle leggi e dei regolamenti applicabili in ciascuna delle giurisdizioni nelle quali Eni opera; di risposta agli incidenti inattesi. Ciononostante, in certe situazioni nelle quali il Gruppo non è l'operatore delle attività (in particolare nei progetti petroliferi nei quali opera in joint venture con altri operatori), il Gruppo può avere un controllo limitato delle attività e procedure adottate da terzi, il che può ridurre la capacità di mitigare i rischi e l'efficacia di reazione ad eventi dannosi. 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, sia onshore sia offshore. Le coperture assicurative attivate dal Gruppo variano in base alla tipologia dell'evento e sono soggette a varie forme di tetti, limitazioni ed esclusioni; Eni esclude che tali coperture possano adeguatamente tenere indenne il Gruppo da tutte le potenziali passività connesse a eventi dannosi e catastrofici. Alla luce dell'incidente di Macondo, Eni ritiene probabile un incremento dei costi di assicurazione, nonché franchigie più elevate a carico della Società.

La produzione di idrocarburi è fortemente regolamentata ed è soggetta alle condizioni imposte dai governi dei diversi Paesi nei quali il Gruppo opera con riferimento, ad esempio, alle procedure di aggiudicazione dei diritti di esplorazione e produzione, all'imposizione di specifici obblighi relativi alla trivellazione e ad altri aspetti operativi, ai provvedimenti in materia di tutela dell'ambiente, al controllo sullo sviluppo e l'abbandono di giacimenti ed installazioni e alle limitazioni alla produzione.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.1.1.

(1) *Rischi connessi all'attività di esplorazione*

I costi di perforazione, completamento e gestione dei pozzi sono di difficile programmazione e le attività di perforazione potrebbero avere esito negativo a causa di svariati fattori, quali condizioni impreviste di perforazione, di pressione o irregolarità delle formazioni rocciose, malfunzionamenti degli impianti e attrezzature, il verificarsi di incidenti (esplosioni, incendi, collisioni nelle operazioni offshore), avverse condizioni meteorologiche e ambientali, carenze o ritardi di consegna di impianti e attrezzature. Inoltre, il grado di rischio dell'attività esplorativa risente in misura rilevante della localizzazione delle operazioni in ambienti complessi (in particolare l'*offshore* profondo e ultraprofondo, le aree remote o quelle che presentano condizioni ambientali avverse come il Mar Caspio o l'Alaska).

FATTORI DI RISCHIO

In futuro, Eni continuerà ad eseguire elevati investimenti esplorativi; una quota significativa di tali investimenti sarà dedicata a progetti a elevato rischio minerario, in particolare una parte importante dell'attività esplorativa sarà condotta nell'*offshore* profondo e ultraprofondo. Ciò rende probabile il sostenimento di costi relativi ai pozzi sterili o di insuccesso commerciale.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.1.1.

(2) Rischi connessi ai progetti di sviluppo

I risultati economico-finanziari futuri di Eni dipendono in misura determinante dalla capacità di sviluppare e gestire i principali progetti di sviluppo secondo i piani e i programmi stabiliti.

In particolare, Eni è impegnata in numerosi progetti di sviluppo per la produzione delle riserve di idrocarburi, soprattutto in ambienti complessi (*offshore* profondo e ultraprofondo, aree remote). Nel settore petrolifero un periodo temporale ampio intercorre generalmente tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte. Infatti, i progetti di sviluppo comportano attività lunghe e complesse, che vanno dall'attività di analisi di una scoperta al fine della valutazione della commerciabilità delle riserve, alla definizione e approvazione del relativo progetto di sviluppo, alla realizzazione di impianti e attrezzature, e la gestione operativa. Conseguentemente, il ritorno di progetti con tali orizzonti temporali è esposto alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas, con la conseguenza che i prezzi di realizzo potrebbero rivelarsi inferiori rispetto ai prezzi assunti come riferimento nella valutazione dell'investimento.

I principali fattori che potrebbero compromettere il ritorno di questi progetti, oltre alla rischiosità tipica degli investimenti a lungo termine, sono:

- i risultati delle negoziazioni fra le compagnie petrolifere internazionali o gli enti petroliferi di Stato per la definizione dei termini industriali e commerciali del progetto, in particolare gli accordi industriali che regolano la realizzazione di importanti infrastrutture per la commercializzazione degli idrocarburi;
- l'abilità di negoziare favorevoli contratti di vendita di lungo termine con i clienti;
- lo sviluppo di mercati *spot* per la vendita di idrocarburi, che rappresenta un pre-requisito essenziale per attuare lo sviluppo di particolari progetti;
- la tempestiva assegnazione di permessi e licenze da parte delle agenzie governative;
- la capacità nel progettare le attività di sviluppo in modo tale da evitare inconvenienti tecnici o di altra natura;

FATTORI DI RISCHIO

- lo slittamento nella finalizzazione del progetto che potrebbe determinare lo slittamento dei tempi di avvio della produzione;
- ritardi nella produzione e consegna di impianti e attrezzature critici o carenze nella disponibilità di mercato;
- rischi connessi all'impiego di nuove tecnologie e insuccesso nello sviluppo di tecnologie avanzate per la massimizzazione del tasso di recupero degli idrocarburi;
- cambiamenti nelle condizioni operative e variazioni in aumento dei costi di investimento ed operativi;
- l'effettiva *performance* dei giacimenti;
- nell'ambito di progetti condotti in *joint venture* o *partnership*, la limitata autonomia di gestione dei rischi e costi di detti progetti, anche nel rispetto degli accordi assunti con i *partners* e consorziati (c.d. *co-venturers*), nonché di influenza e controllo sulle operazioni, sui comportamenti e sugli adempimenti degli stessi *partners* e di consorziati (*co-venturers*).

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.1.1

(B) Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

I risultati dell'Eni dipendono in misura rilevante dall'andamento dei prezzi del petrolio e del gas. Generalmente, l'aumento del prezzo del petrolio e del gas determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. Nel 2010 il prezzo del petrolio ha registrato un valore medio di 79,5 dollari/barile con un aumento del 29% rispetto al 2009 dovuto alla generale ripresa del ciclo economico che ha trainato i corsi delle materie prime. Nel primo semestre 2011 il prezzo in dollari del gas di produzione, trainato dallo scenario petrolifero, è aumentato del 7%. La volatilità dei prezzi del petrolio ha impatti diversi sui risultati dei business Eni, nonché sui piani d'investimento tenuto conto della complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione dei singoli progetti.

La redditività dei progetti è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli ipotizzati in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Per il quadriennio 2011-2014 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 70 dollari/barile (termini reali 2014), Eni prevede un programma d'investimenti di 53,3 miliardi di Euro, di cui 39,1 miliardi (oltre il 70%) dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas.

La volatilità del prezzo del petrolio rappresenta un elemento di incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso significativo dei Production Sharing Agreement (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a

FATTORI DI RISCHIO

parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione della compagnia petrolifera diminuiscono all'aumentare del prezzo di riferimento del barile. In particolare, per l'anno in corso e sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management stima che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio la produzione Eni si riduce di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle minori attribuzioni nei PSA. Questa sensitivity è valida in un intervallo di valori molto prossimi al prezzo del Brent di equilibrio di lungo termine di 70 dollari/barile adottato nel piano quadriennale Eni 2011-2014 e gli impatti sulla produzione possono variare in misura più che proporzionale man mano che il prezzo si allontana dall'assunzione base. La sensitivity può cambiare in futuro.

Negli ultimi tre esercizi il prezzo medio del petrolio Brent è stato il seguente:

(\$/barile)	2008	2009	2010	Primo semestre 2011
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	96,99	61,51	79,47	111,16

(a) Fonte: Platt's Oilgram.

Per le finalità di proiezione economico-finanziaria di breve termine, Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 115 dollari/barile. La produzione 2011 allo scenario di prezzo di 115 dollari/barile è prevista in flessione rispetto al 2010 (1,815 milioni di boe/giorno nel 2010 a 80 dollari/barile) a causa della perdita di volumi connessa alla temporanea interruzione della maggior parte delle attività Eni in Libia. Assumendo il mantenimento del livello corrente di 50 mila barili/giorno della produzione Eni in Libia nella parte restante dell'esercizio, il management stima, a parità di scenario prezzi, una flessione di circa 10 punti percentuali del livello produttivo 2011 vs. il 2010.

Per quanto riguarda gli altri settori di business Eni, nel settore Gas & Power l'aumento del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio tenuto conto che la maggior parte degli approvvigionamenti Eni è indicizzata al prezzo del greggio e dei suoi derivati, mentre i prezzi di vendita in particolare all'estero sono indicizzati in misura crescente ai prezzi spot degli hub continentali che nell'attuale fase di mercato presentano valori particolarmente bassi a causa dell'eccesso di offerta. Inoltre, in alcuni segmenti del mercato domestico, gli interventi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas possono limitare la capacità di Eni di trasferire per intero gli incrementi del costo della materia prima sui prezzi finali di vendita. Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi del settore Gas & Power.

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 i prezzi finali si adeguano alle variazioni del costo della carica petrolifera. Generalmente, in presenza di forti e repentini aumenti del petrolio, i margini di raffinazione e dei prodotti petrolchimici registrano flessioni nel breve termine. Nel 2010, l'attività di raffinazione Eni ha sofferto perdite operative a causa dell'incremento del costo della materia prima petrolifera che il settore non è stato in grado di trasferire interamente sui prezzi finali dei prodotti penalizzati da domanda stagnante, elevato livello delle scorte ed eccesso di capacità. Inoltre l'aumento del prezzo del petrolio determina un incremento del costo delle utility energetiche che sono tipicamente indicizzate a quello. Per contrastare la volatilità e l'assenza di redditività dei margini, il management ha

FATTORI DI RISCHIO

attuato iniziative di efficienza e ottimizzazione/integrazione dei cicli di raffinazione che hanno consentito di contenere in misura importante le perdite rispetto all'esercizio 2009. Nel primo semestre 2011, l'attività di raffinazione Eni è stata penalizzata a causa dell'incremento del costo della materia prima petrolifera che il settore non è stato in grado di trasferire interamente ai prezzi finali dei prodotti penalizzati da domanda stagnante, elevato livello delle scorte ed eccesso di capacità. Guardando al futuro, il management prevede un andamento negativo dello scenario di raffinazione nel 2011 e oltre a causa del permanere dei deboli fondamentali dell'industria. I margini di raffinazione sono attesi permanere su livelli non remunerativi a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria (domanda stagnante ed eccesso di capacità) e dell'elevato costo della carica e delle utility energetiche. Nella seconda parte del 2011 gli elevati costi del greggio metteranno a rischio i margini di commercializzazione; questo trend sarà in parte attenuato dai fattori stagionali che sostengono la domanda di carburanti nei mesi estivi. Fenomeni analoghi di rapido incremento del costo dei prodotti hanno penalizzato nel 2010 i margini di commercializzazione della rete Italia a causa delle difficoltà nel trasferire gli incrementi di costo sui prezzi alla pompa.

Il settore petrolchimico Eni è notevolmente esposto, oltre che alla volatilità del costo della materia prima petrolifera, 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). Questi fenomeni spiegano le rilevanti perdite operative accusate dal settore nel biennio 2008-2009. Nel 2010, il settore ha migliorato in misura considerevole la propria performance operativa per effetto della ripresa della domanda e dei prezzi delle commodity plastiche che hanno consentito di assorbire almeno parzialmente gli incrementi del costo delle materie prime petrolifere. Per il 2011 a fronte del consolidamento della ripresa della domanda nei principali mercati di sbocco, permane il rischio di nuovi aumenti del costo della carica petrolifera con conseguenza negative sui margini unitari dei prodotti.

(C) *Rischi connessi all'incapacità di rimpiazzare le riserve prodotte di petrolio e di gas naturale*

I risultati economico-finanziari dell'Emittente dipendono in misura sostanziale dalla capacità di rimpiazzare le riserve prodotte di petrolio e gas naturale attraverso nuove scoperte, l'applicazione di tecnologie avanzate in grado di massimizzare il tasso di recupero degli idrocarburi dalle riserve esistenti, i risultati effettivi delle attività di sviluppo e di produzione, negoziazioni con i Paesi che dispongono delle risorse petrolifere, nonché le acquisizioni. L'eventuale insuccesso nella ricostituzione delle riserve prodotte potrebbe compromettere l'attività e la situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Eni.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.1.1 lett. (A).

FATTORI DI RISCHIO

(D) *Rischi connessi all'incertezza nella valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale*

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio della direzione aziendale dell'Emittente. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle Riserve Certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di *Production Sharing Agreement* e contratti di *buy back*, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte. Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. In particolare, a parità di altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività minerarie siano oggetto di svalutazione.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.1.1.

(E) *Rischi connessi alla tassazione e imposte applicate alle attività del Gruppo*

Eni conduce attività di esplorazione e di produzione di idrocarburi in numerosi Paesi. Indipendentemente dal livello di stabilità del quadro istituzionale e legislativo dei Paesi in cui opera l'Emittente, gli eventuali inasprimenti dei regimi fiscali applicabili alle attività *upstream* in termini di maggiori imposte sul reddito e imposte sulla produzione potrebbero avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Eni.

Inoltre, si segnala che in data 13 agosto 2011 è stato emanato il decreto legge n. 138, recante misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e lo sviluppo, che prevede, *inter alia*, un aumento di 4 punti percentuali dell'addizionale IRES introdotta dall'art.81, comma 16, del decreto legge 25 giugno 2008 n. 112 (convertito in legge n. 133 del 2008). Per effetto di tale incremento l'addizionale in oggetto c.d. "robin tax" si determina – per gli esercizi di seguito indicati – nella misura del 10,5% invece della precedente 6,5%. Inoltre, ai sensi del medesimo decreto legge, l'ambito di applicazione dell'addizionale viene esteso anche ai settori del trasporto e della distribuzione del gas naturale, prima esclusi. Ai sensi della normativa vigente, tale decreto legge dovrà essere convertito in legge dal Parlamento italiano entro 60 giorni dalla data della sua pubblicazione, ovvero dal 13 agosto 2011, pena decadenza. Qualora il decreto legge non sia convertito in legge nei termini suindicati, l'incremento del 4% dell'addizionale IRES perderà efficacia. Qualora invece il decreto legge sia convertito in legge nella formulazione attualmente in

FATTORI DI RISCHIO

vigore, la nuova addizionale IRES del 10,5% si applicherà (i) a decorrere dal periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2010 (i.e. dal periodo d'imposta 2011); e (ii) per i tre periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2010 (i.e. per i periodi d'imposta 2011, 2012 e 2013). L'incremento non rileva ai fini della determinazione dell'acconto d'imposta dovuto per il periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2010 (i.e. periodo d'imposta 2011). Il decreto legge ha disposto, infine, il divieto di traslare sui prezzi al consumo l'onere della suddetta maggiorazione d'imposta. L'effetto combinato della maggiore aliquota e del più esteso ambito di applicazione comporta per il Gruppo maggiori imposte correnti nell'ordine di circa Euro 200 milioni per ciascuno dei tre esercizi predetti.

(F) *Rischi connessi all'operatività in determinati Paesi*

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi dell'Emittente sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili.

Al 31 dicembre 2010, circa l'80% delle Riserve Certe di idrocarburi dell'Emittente erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America settentrionale. Nel 2010 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi.

Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas.

Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti delle compagnie straniere in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o interpretazioni sfavorevoli di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli *asset* dell'Emittente, disinvestimenti forzosi 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.

Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Ferma restando la loro natura imprevedibile, il verificarsi degli eventi sopra descritti può comportare effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Eni.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.2.

FATTORI DI RISCHIO

(G) *Rischi associati alla recente instabilità politica in Africa settentrionale e Medio Oriente*

Diversi Paesi detentori di riserve di idrocarburi in Africa Settentrionale e Medio Oriente stanno attraversando da mesi una fase di estrema instabilità politica che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Si tratta di situazioni in continua evoluzione, delle quali è difficile prevedere gli esiti finali. Al 31 dicembre 2010 circa il 30% delle riserve certe Eni è localizzato in Africa Settentrionale che nel 2010 ha rappresentato un terzo della produzione di idrocarburi Eni. Lo scenario è particolarmente complesso in Libia, dove è in atto un conflitto interno. Nel 2010 circa il 15% della produzione e una quota significativa delle riserve Eni proveniva da questo Paese. Attualmente tutte le attività di produzione Eni e le esportazioni attraverso il gasdotto GreenStream, che collega la Libia all'Italia, sono state sospese ad eccezione del campo di Wafa che produce quantitativi di gas e liquidi associati destinati ad alimentare le centrali per la generazione di energia elettrica del Paese. Gli impianti e la pipeline sono stati messi in sicurezza e a oggi non hanno subito danni. Eni è tecnicamente in grado di riportare la produzione di gas a livelli originari ante crisi nel 2010 una volta che la situazione tornerà alla normalità. Da marzo Eni ha evacuato tutto il personale espatriato ed ha sospeso tutte le attività legate ai progetti di esplorazione e di sviluppo. La produzione di idrocarburi si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila boe/giorno al livello attuale di circa 50 mila boe/giorno in quota Eni. Al 30 giugno 2011 le attività materiali Eni in Libia ammontano a 2.635 milioni di Euro. L'analisi di recuperabilità del valore di iscrizione delle attività Eni in Libia non evidenzia svalutazioni anche considerando un periodo di sospensione delle attività significativamente superiore a quello attualmente previsto. In conseguenza del conflitto in corso e della necessità di osservare le limitazioni imposte dalle vigenti sanzioni verso la Libia, nell'aprile 2011 Eni ha formalmente notificato alla controparte contrattuale libica l'avveramento di eventi di forza maggiore. Come previsto dagli accordi, sono in corso discussioni con le controparti contrattuali per concordare azioni di mitigazione. Qualora, entro due anni a partire dalla notifica della forza maggiore, l'evento di forza maggiore perdurasse e non si fossero concordate le azioni di mitigazione, e salvo diverso accordo delle parti, il contratto cesserebbe di avere valore. Eni ha messo in atto e perseguirà in futuro ogni azione al fine di salvaguardare i propri investimenti in Libia.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.2.

(H) *Rischi connessi alle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti*

I risultati dell'Emittente sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti, in particolare i prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi.

La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati.

Il rischio *commodity* di natura commerciale è gestito dalle singole unità di *business*. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati

FATTORI DI RISCHIO

negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Nel corso del 2010 a fronte dei mutamenti strutturali del quadro competitivo del settore Gas & Power e del relativo profilo di rischio, Eni ha adottato nuove strategie di pricing e di risk management con l'obiettivo della gestione attiva del margine economico e della tutela del valore degli asset (contratti gas, diritti di trasporto, capacità di stoccaggio). Tali nuove politiche di gestione del rischio di mercato saranno progressivamente attuate nel corso del 2011. Nell'ambito di tali politiche, Eni entrerà in contratti derivati su commodity sia per finalità di copertura del rischio commodity sia in chiave speculativa; conseguentemente, potrebbero esserci delle implicazioni sulla volatilità dei risultati economici della Società.

Le operazioni descritte possono essere contabilizzate in *hedge accounting* in base agli IFRS solo nell'ipotesi di transazioni di copertura nel rispetto di certi requisiti formali. Diversamente, le variazioni di *fair value* degli strumenti derivati su *commodity* (che comprende tanto la componente liquidata quanto la ri-misurazione del *fair value* per le operazioni ancora in essere a fine esercizio) attivati per finalità speculative ovvero privi dei requisiti formali previsti dagli IFRS per l'*hedge accounting* sono imputate a conto economico. Nel 2010 l'effetto a conto economico è stato positivo per Euro 131 milioni, negativo per Euro 7 milioni nel primo semestre 2011, ed è stato rilevato tra le componenti operative del conto economico consolidato. Tale componente del risultato è intrinsecamente soggetta alla volatilità dei prezzi delle *commodity*. Per una descrizione dei principali contratti derivati su *commodity* attivati da Eni si rinvia alle note n. 13, 20, 25 e 30 del bilancio consolidato al 31 dicembre 2010.

La Società monitora l'esposizione al rischio commodity in termini di Valore a Rischio ("VAR"). Il VAR misura la massima perdita potenziale (entro un determinato intervallo di confidenza) che il valore di un portafoglio può subire in un certo periodo di tempo (holding period) in seguito alla variazione dei parametri di mercato (fattori di rischio) da cui dipende il valore del portafoglio. La seguente tabella riporta i valori registrati al 30 giugno 2011 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2010) per quanto attiene il rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VAR sono espressi in dollari USA). L'analisi dei dati evidenzia il significativo incremento registrato dal VAR per l'area Gas & Power; tale incremento si giustifica in quanto, a partire dal secondo semestre 2010, il VAR è stato elaborato utilizzando nuove logiche di valorizzazione delle esposizioni non contrattate e basate su indici di riferimento legati ai prezzi degli hub europei, in coerenza con il nuovo modello di pricing e gestione del rischio adottato dalla divisione Gas & Power ed approvato dal CdA Eni.

(Value at Risk – approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)								
(milioni di dollari)	2010				I semestre 2011			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti ⁽¹⁾	46,08	4,40	23,53	10,49	65,74	17,42	37,87	29,60
Area Gas & Power ⁽²⁾	101,62	40,06	61,76	43,30	50,59	31,58	42,05	41,63

(1) I valori relativi al VaR dell'Area oil prodotti comprendono le seguenti business unit: Divisione R&M, Polimeri Europa, Eni Trading & Shipping.

(2) I valori relativi al VaR dell'Area Gas & Power comprendono le seguenti business unit: Divisione G&P, North Sea G&P e Tigaz (a partire da inizio 2010).

Fonte: Relazione finanziaria semestrale consolidata 2011.

(I) Rischi connessi alle variazioni dei tassi di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'Emittente in valute diverse dall'Euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: (i) sul risultato economico, per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); e (ii) sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'Euro (rischio traslativo).

In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'Euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni in quanto i prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti raffinati sono generalmente espressi o comunque collegati al dollaro USA, mentre una parte significativa dei costi di Eni sono denominati in Euro. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo.

In particolare, Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo sono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare, *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute) i cui effetti in termini di variazione del relativo *fair value* sono imputati a conto economico perché privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting. Nel 2010, è stato registrato un effetto negativo netto di Euro 111 milioni nelle componenti finanziarie del conto economico a cui si correlano differenze nette attive di cambio per Euro 92 milioni. Nel primo semestre 2011, è stato registrato un effetto positivo netto di Euro 192 milioni nelle componenti finanziarie del conto economico a cui si correlano differenze nette passive di cambio per Euro 196 milioni. Per una descrizione dei principali contratti derivati su valute attivati da Eni si rinvia alle note n. 13, 20, 25 e 30 del bilancio consolidato al 31 dicembre 2010.

Il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'Euro non è oggetto di copertura.

La seguente tabella riporta i valori registrati al 30 giugno 2011 in termini di VAR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2010) per quanto attiene ai rischi tasso di cambio.

(Value at Risk – approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)								
(milioni di Euro)	2010				I semestre 2011			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di cambio ⁽¹⁾	0,99	0,13	0,50	0,51	0,70	0,16	0,37	0,64

(1) I valori relativi al VaR comprendono le seguenti strutture di finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Coordination Center, Banque Eni e Eni Finance USA (a partire da febbraio 2010).

Fonte: Relazione finanziaria semestrale consolidata 2011.

FATTORI DI RISCHIO**(J) Rischi connessi alle variazioni dei tassi di interesse**

I tassi di interesse del debito finanziario di Eni sono principalmente indicizzati all'*Euro Interbank Offered Rate* (EURIBOR) e al *London Interbank Offered Rate* (LIBOR). Conseguentemente, le variazioni dei tassi di interesse possono avere un impatto significativo sui costi di finanziamento per l'Emittente. L'esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse influisce sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'Emittente e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati dalla direzione aziendale.

In particolare, Eni al fine di gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile utilizza contratti derivati sui tassi di interesse, quali, ad esempio, *Interest Rate Swap*. Nel 2010, a fronte di queste operazioni è stato registrato un effetto negativo netto di Euro 39 milioni (saldo positivo di Euro 33 milioni nel primo semestre 2011) nel saldo proventi e oneri finanziari di conto economico in quanto tali strumenti sono privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting. Il Gruppo non fa uso di strumenti finanziari di copertura per trasformare da fisso a variabile i finanziamenti ottenuti. Per una descrizione dei principali contratti derivati su tassi di interesse attivati da Eni si rinvia alle note n. 13, 20, 25 e 30 del bilancio consolidato al 31 dicembre 2010.

La seguente tabella riporta i valori registrati al 30 giugno 2011 in termini di VAR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2010) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse.

(Value at Risk – approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2010				I semestre 2011			
(milioni di Euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ⁽¹⁾	2,82	1,09	1,55	1,60	3,33	1,07	1,97	2,35

(1) I valori relativi al VaR comprendono le seguenti strutture di finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Coordination Center, Banque Eni e Eni Finance USA (a partire da febbraio 2010).

Fonte: Relazione finanziaria semestrale consolidata 2011.

(K) Rischi connessi all'esposizione alle condizioni climatiche

Da un anno all'altro, variazioni significative nelle condizioni climatiche in Italia e nel resto d'Europa determinano variazioni nella domanda di gas e di alcuni prodotti petroliferi a uso riscaldamento. Conseguentemente, l'utile operativo del settore *Gas & Power* e, in misura minore, del settore *Refining & Marketing* e la comparabilità nel tempo di tali risultati risentono delle variazioni delle condizioni climatiche. Inoltre, i risultati trimestrali di Eni riflettono la stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi a uso riscaldamento, la cui domanda è più alta nel primo trimestre dell'anno, che comprende i mesi più freddi, e più bassa nel terzo trimestre, che comprende i mesi più caldi.

Le attività di Eni sono soggette anche ai rischi di eventi meteorologici estremi (uragani, maremoti, e altri fenomeni simili) che possono causare danni significativi a impianti e attrezzature e interruzioni dell'attività, soprattutto nelle operazioni *offshore* con

FATTORI DI RISCHIO

conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Eni.

(L) *Rischio connesso alla possibile evoluzione del mercato italiano del gas*

(1) *Rischio connesso alla regolamentazione del settore del gas in Italia*

Nel 2010 è scaduto il periodo di regolamentazione del D. Lgs. 23 maggio 2000, n. 164 nella parte riguardante i tetti massimi alla quota delle immissioni (produzione ed importazione) nel sistema, oltre che delle vendite sul mercato finale del gas naturale, di un singolo operatore (i cosiddetti tetti antitrust). Il sistema dei tetti è stato sostituito dal meccanismo delle quote di mercato introdotto dal D.Lgs. n. 130 promulgato il 13 agosto 2010 recante "Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali". La norma fissa al 40% la quota massima di mercato all'ingrosso attribuibile a ciascun operatore. Tale limite è elevabile al 55,9% nell'ipotesi di assunzione d'impegni a realizzare entro cinque anni nuove capacità di stoccaggio nel territorio nazionale per un volume di 4 miliardi di metri cubi da mettere a disposizione dei clienti industriali (di ogni dimensione) e di quelli elettrici. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di gas release a prezzo amministrato. Al 30 giugno 2011 Eni ha rispettato le quote di mercato massime stabilite per legge e ritiene che per il resto del 2011 la propria presenza nel mercato del gas in Italia sarà compatibile con il rispetto di tali quote. Inoltre Eni ha aderito all'impegno di realizzazione di nuove capacità, accollandosi nel periodo di realizzazione delle nuove capacità di stoccaggio l'onere di contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici ai clienti che ne faranno richiesta. Eni ritiene che tale nuova normativa incrementerà il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia.

Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate ai sensi delle disposizioni del Testo Integrato dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in materia di *unbundling* (delibere 11/07 e 253/07) entrato in vigore il 1° luglio 2008 e il riconoscimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di poteri di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale e di regolamentazione, in particolare in materia di definizione delle condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del mercato domestico che hanno diritto al servizio di tutela (i clienti domestici e i condomini ad uso domestico con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno). Con riferimento a quest'ultimo ambito, le decisioni dell'AEEG possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo al consumatore finale. La materia della fissazione dei prezzi di fornitura ai clienti tutelati è regolata dalla Delibera ARG/gas 64/09 contenente il "Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale" (TIVG) che ha, tra l'altro, rivisto il meccanismo di indicizzazione della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento del gas introducendo un'indicizzazione all'andamento di un

FATTORI DI RISCHIO

paniere di prodotti petroliferi e una quota fissa che si attiva nel caso in cui i prodotti petroliferi nei mercati europei raggiungano livelli di prezzo particolarmente contenuti. Nel corso del 2010 l'AEEG ha ulteriormente rivisto le condizioni economiche di fornitura per i clienti tutelati, intervenendo con la Delibera ARG/gas 89/10 che per l'anno termico 1 ottobre 2010 – 30 settembre 2011 introduce un fattore fisso correttivo della componente a copertura del costo di approvvigionamento della tariffa di vendita che ne determina una riduzione del 7,5%. Questo provvedimento, fatti salvi gli effetti dell'eventuale accoglimento dei ricorsi presentati da diversi operatori (Eni inclusa) alla giustizia amministrativa, penalizza i risultati e il flusso di cassa dell'attività gas di Eni per l'anno termico considerato, in particolare per gli impatti negativi sui prezzi applicabili alle vendite al dettaglio.

Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'Emittente e la politica dei margini. In particolare, nel giugno 2008 il decreto legge n. 112 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 5,5% a carico dei soggetti che operano nel settore energia con un fatturato superiore a 25 milioni di Euro ha istituito il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta attribuendo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di vigilare sull'osservanza del divieto.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con le delibere ARG n. 91 e VIS n. 109 del 2008 ha stabilito che gli operatori hanno l'obbligo di adottare misure gestionali preventive, attestate dall'organo delegato, finalizzate a impedire la traslazione.

Ulteriore fattore di incertezza del quadro regolatorio è costituito dai possibili effetti della Delibera n. 137/2002 dell'AEEG recepita nel codice di rete vigente in tema di priorità di accesso ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con le principali dorsali di importazione (i cosiddetti punti di entrata al sistema). La delibera stabilisce un ordine di priorità nell'assegnazione della capacità disponibile che tutela gli operatori titolari di contratti di acquisto di lungo termine (i contratti take-or-pay nel caso Eni) nei limiti dei volumi corrispondenti al prelievo medio giornaliero a valere su ciascun contratto. Pertanto è negata la priorità ai volumi eccedenti la media giornaliera di prelievo che costituiscono la flessibilità contrattuale normalmente utilizzata nei periodi di picco della domanda.

In caso di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale, il meccanismo della delibera prevede che dopo aver soddisfatto la priorità di assegnazione dei contratti di lungo termine, la capacità residua è assegnata su base proporzionale alle richieste in essere, alla quale concorrerebbero i volumi dei contratti di lungo termine eccedenti i quantitativi medi contrattuali. Eni ha impugnato la Delibera n. 137/2002 asserendo la sua illegittimità in quanto viola i principi sanciti dalla Direttiva Europea 55/2003/CE in materia di liberalizzazione del mercato del gas. Recentemente il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR che ha in parte accolto i motivi di Eni asserendo che "l'acquisto della flessibilità contrattuale è un obbligo gravante sull'impresa di importazione nell'interesse generale: non si vede, pertanto, come i quantitativi di gas che la rappresentano non debbano trovare accesso prioritario al sistema di trasporto anche in caso di congestione del sistema

FATTORI DI RISCHIO

medesimo". Fino a oggi comunque non si sono verificati casi di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale tali da compromettere i piani commerciali di Eni.

In tempi recenti, le Autorità amministrative italiane hanno emanato numerosi provvedimenti volti ad incrementare il grado di concorrenzialità del mercato interno del gas. Nel corso del 2010 è stata avviata la piattaforma di negoziazione per l'offerta gas sulla quale sono scambiati obbligatoriamente sia i volumi di gas che gli operatori sono tenuti a cedere al mercato all'ingrosso in adempimento di certi obblighi di legge connessi all'autorizzazione all'importazione di gas da paesi extra-UE, sia i volumi di gas a titolo di imposta di produzione dovute allo Stato a valere sulla produzione nazionale. La piattaforma dovrebbe favorire la creazione di un mercato spot del gas a livello nazionale. Altri provvedimenti amministrativi in tale ambito riguardano le cosiddette gas release, misure volte ad aumentare il grado di liquidità e flessibilità del mercato che hanno inciso in maniera sostanziale sull'attività commerciale di vendita del gas in Italia da parte di Eni.

Il provvedimento più recente di gas release è il Decreto Legge 78/2009 che ha imposto a Eni la cessione al Punto di Scambio Virtuale di 5 miliardi di metri cubi di gas suddivisi in lotti annuali e semestrali nell'anno termico 2009/2010. Nonostante la procedura a evidenza pubblica si sia basata su un prezzo minimo, fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, pregiudizievole nei confronti di Eni (e rispetto al quale quest'ultima ha presentato ricorso), sono stati assegnati solo 1,1 miliardi di metri cubi rispetto ai 5 offerti.

Per quanto riguarda i prossimi anni, sulla base degli orientamenti espressi dall'AEEG nelle sedi istituzionali, esiste la possibilità di nuove gas release a carico di Eni.

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 flussi di cassa futuri dell'attività gas di Eni.

Da ultimo, le modalità di implementazione nell'ordinamento italiano dei contenuti della III Direttiva Gas (Direttiva 2009/73/CE) rappresentano un fattore di rischio e di incertezza in relazione alla presenza Eni nel business regolato del trasporto del gas.

Eni detiene una partecipazione del 52,54% in Snam Rete Gas che, alla data del 31 dicembre 2010, equivale a circa il 13% del totale attività del Gruppo, il 2% dei ricavi della gestione caratteristica e circa il 12% del risultato operativo di Gruppo. In data 28 giugno 2011 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 di recepimento della Direttiva 2009/73/CE (Terza Direttiva Gas). Tale provvedimento prevede l'adozione del modello di *unbundling* funzionale c.d. ITO (Independent Transmission Operator), in virtù del quale Eni può mantenere il controllo societario della società che gestisce l'attività di trasporto e che detiene la proprietà delle reti (Snam Rete Gas), a condizione di garantirne l'indipendenza decisionale e funzionale.

FATTORI DI RISCHIO

Conseguentemente cessa per Eni il rischio della separazione proprietaria di Snam Rete Gas e, nel contempo, sorge l'obbligo per Eni e per Snam Rete Gas di adottare misure e regole di gestione volte a garantire l'indipendenza decisionale e funzionale di quest'ultima. In particolare, è allo studio il conferimento del ramo d'azienda dell'attività di trasporto del gas naturale ad una nuova società controllata al 100% da Snam Rete Gas, la quale opererà in continuità a far data dal 1 gennaio 2012. Decorsi 5 anni dalla data di entrata in vigore del decreto, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato avvierà un'indagine conoscitiva sul modello adottato volta a verificare l'esistenza di eventuali comportamenti discriminatori, con particolare riferimento all'accesso di terzi alla rete e alle decisioni relative agli investimenti. Tale Autorità riferirà i risultati della propria verifica al Ministero dello sviluppo economico, al Parlamento e all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Il Ministero valuterà se procedere alla revisione delle disposizioni in materia di gestore di trasporto indipendente o adottare diversi modelli di separazione della rete di trasporto di gas naturale.

Rimane il rischio connesso alla legge n. 290/2003 che vieta alle società operanti nel settore del gas naturale, il potere di detenere quote superiori al 20% del capitale sociale delle società proprietarie di reti nazionali per la distribuzione di gas naturale e di energia elettrica. Il termine con cui le società devono rispettare questa disposizione, che è stato inizialmente fissato a partire dal 31 dicembre 2008, è stato riprogrammato in 24 mesi dall'emanazione di un decreto specifico del Presidente del Consiglio dei Ministri. Attualmente, l'Eni non è in grado di prevedere possibili evoluzioni in questa materia.

(2) *Rischi connessi con il contesto competitivo del settore gas*

Il quadro competitivo del settore gas in Europa rimane sfavorevole a causa del perdurare dell'eccesso d'offerta, della debolezza della domanda e dell'elevata pressione competitiva. Il management prevede che l'attuale fase depressa del settore continuerà almeno fino al 2012 influenzando negativamente la redditività dell'attività di commercializzazione di gas di Eni che ha archiviato il primo semestre 2011 con una perdita operativa di 205 milioni di Euro (a fronte dell'utile operativo di 696 milioni di Euro nel primo semestre 2010). Tale attività ha rappresentato circa il 10% dell'utile operativo di Gruppo nel triennio 2007-2009 in normali condizioni di business. Eni ritiene che il riequilibrio del mercato nel medio-lungo termine sarà favorito dai trend consolidati di crescita della domanda rappresentati dallo sviluppo economico e dalla maggiore compatibilità ambientale del gas rispetto ad altre fonti fossili in particolare nella produzione di energie elettrica tramite la tecnologia del ciclo combinato con turbina a gas. Il mutamento in atto nelle politiche energetiche degli Stati membri a seguito dell'incidente nucleare di Fukushima in Giappone potrebbe comportare un nuovo stimolo alla ripresa del consumo di gas. Inoltre alcune proposte di politiche fiscali in ambito europeo e nei singoli Stati membri potrebbero influenzare la composizione delle fonti energetiche introducendo disincentivi e penalizzazioni nell'uso delle fonti più inquinanti e meno efficienti. Gli effetti di tali misure sulla competitività relativa del gas, dipendono tuttavia dalle specifiche realtà di mercato nelle quali verranno implementate. Le dinamiche descritte saranno attenuate dal crescente ricorso alle

FATTORI DI RISCHIO

fonti rinnovabili nel soddisfacimento della richiesta energetica. Il management conferma le proprie stime di crescita di lungo termine della domanda di gas al tasso annuo medio composto (CAGR) del +1,7% e del +1% rispettivamente in Italia ed Europa fino al 2020. Tuttavia sono riviste al ribasso le previsioni di crescita di breve termine a causa dell'incertezze della ripresa economica e, in particolare in Italia, del debole andamento congiunturale del settore termoelettrico. L'offerta di gas nel mercato europeo rimane abbondante per effetto dei fattori strutturali legati ai massicci investimenti d'incremento della capacità dei gasdotti d'importazione da Russia, Algeria e Libia realizzati negli anni pre-crisi e all'ampia disponibilità di GNL che si è riversata nei mercati spot del continente alimentata dalla finalizzazione di numerosi progetti upstream nel triennio 2008-2010 con oltre 65 miliardi di metri cubi di nuova capacità di liquefazione entrata a regime e dal concomitante sviluppo di cospicue riserve di gas da accumuli non convenzionali negli Stati Uniti con una corrispondente riduzione delle importazioni. Nuove infrastrutture sono previste in avvio in diversi punti di accesso europei con una capacità a regime di circa 50-60 miliardi di metri cubi (in particolare il collegamento Algeria penisola Iberica realizzato con il gasdotto Medgaz, il Nord Stream dalla Russia attraverso il Mar Baltico alla Germania e altri terminali di ricezione GNL) e ulteriori 27 miliardi di metri cubi con la seconda linea del Nord Stream. Inoltre gli investimenti in contro flusso favoriranno gli interscambi tra i paesi europei.

La pressione dal lato offerta sarà attenuata dal progressivo declino delle produzioni interne dell'area europea, dal possibile slittamento di nuovi progetti di sviluppo di riserve gas da parte degli operatori upstream, dalla crescita della domanda di energia in Asia – anche per effetto della prevista sostituzione della produzione nucleare in Giappone con centrali a gas –, e dalle incertezze sui tempi di riavvio delle esportazioni di gas libico attraverso il gasdotto Greenstream.

Gli squilibri correnti tra domanda e offerta, l'elevata pressione competitiva e l'accresciuto grado di liquidità degli hub continentali hanno determinato la rilevante flessione della redditività delle vendite di gas Eni in Europa a causa della discesa dei prezzi agli hub, riferimento prevalente delle contrattazioni bilaterali, a un livello inferiore al costo di approvvigionamento previsto dai contratti di lungo termine che indicizzano il valore del gas al prezzo del petrolio e dei derivati (fenomeno cosiddetto del decoupling). Questa tendenza è prevista proseguire nella seconda metà del 2011 e nel 2012. In Italia la forte pressione competitiva ha eroso i margini del gas e la quota di mercato; lo scenario margini è previsto debole per la restante parte del 2011 e i successivi due anni, per contro nel primo semestre 2011 Eni ha conseguito un significativo recupero della quota di mercato grazie al progresso registrato nelle vendite (+11,4%). I trend descritti sono previsti influenzare i risultati e i flussi di cassa dell'attività mercato nella seconda parte del 2011 e nel 2012, mentre per il mercato Italia occorrerà attendere il 2013 per una chiara inversione di tendenza, anche in relazione agli obblighi di take-or-pay previsti dai contratti di approvvigionamento di lungo termine (v. fattore di rischio successivo).

FATTORI DI RISCHIO**(3) Rischi connessi ai contratti che contengono clausole di Take-or-pay*****(a) Eventuali oneri derivanti dalle clausole Take-or-pay***

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, in particolare per coprire la domanda di gas in Italia, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas e escluso l'approvvigionamento delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 19 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile etc.). I contratti prevedono clausole di take-or-pay in base alle quali l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, una quantità minima di gas definita 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 già corrisposto.

La clausola "take-or-pay" stabilisce che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity – AMQ), Eni paghi, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto e generalmente compresa in un intervallo 10% -100%) del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili 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 varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale complemento a 100 sulla media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo 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 ad un'opportunità), tenuto conto che una porzione significativa di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di effettiva impossibilità a recuperare i volumi prepagati.

Alla data della Relazione finanziaria semestrale consolidata 2011, Eni ha rilevato deferred cost per l'ammontare complessivo di 1,71 miliardi di Euro e sostenuto i relativi esborsi finanziari a fronte del valore delle quantità di gas riguardo alle quali, ancorché non ritirate, è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay. Sulla base degli attuali trend di mercato e delle previsioni di vendita per l'intero 2011 che indicano un recupero rispetto al 2010 anche in termini di quota di mercato Italia, il management ritiene probabile che nel corso dell'esercizio Eni non sarà in grado di adempiere agli obblighi contrattuali minimi di prelievo con conseguente attivazione della clausola take-or-pay per volumi non trascurabili, sebbene inferiori al 2010. Inoltre è prevedibile a meno di un rapido rientro dell'attuale situazione di oversupply nei mercati nazionale ed europeo che Eni incorrerà in mancati adempimenti di ritiro delle AMQ contrattuali nei successivi due-tre anni, anche se per volumi progressivamente inferiori rispetto

FATTORI DI RISCHIO

al picco della crisi del gas registrato nel 2010. La capacità della società di recuperare nei termini contrattuali i volumi pre-pagati negli anni della crisi del mercato e la capacità di adempiere in futuro agli obblighi take-or-pay dipenderanno in misura rilevante dall'evoluzione dello scenario gas, dalla competitività della posizione di costo Eni, nonché dal possibile effetto di contenimento del fenomeno in relazione alla crisi libica in funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile, tenuto conto che Eni è in grado di far fronte alle minori disponibilità di gas libico con gas proveniente dal proprio portafoglio di approvvigionamenti.

I piani commerciali di Eni incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas di lungo termine, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas, si avrebbero impatti negativi sui risultati e i flussi di cassa futuri del business gas.

Di seguito l'ammontare in Euro delle principali obbligazioni contrattuali relative ai contratti take-or-pay di Eni per gli anni futuri. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.

(milioni di Euro)	Secondo semestre 2011	2012	2013	2014	2015	Anni successivi	Totale
Impegni di acquisto gas	10.407	19.573	18.237	18.547	17.830	186.385	270.979
Take-or-pay	10.017	18.889	17.638	17.927	17.227	181.542	263.240
Ship-or-pay	390	684	599	620	603	4.843	7.739

Fonte: Relazione finanziaria semestrale consolidata 2011.

(b) Possibili svalutazioni del valore di libro degli asset del gas

Gli stessi fattori di rischio per l'adempimento dei contratti take-or-pay hanno indotto il management, con particolare riguardo al business mercato europeo, a ridimensionare rispetto agli esercizi precedenti le proiezioni di utili e flussi di cassa del prossimo quadriennio. La CGU (cash generating unit ovvero il più piccolo aggregato di attività che genera flussi di cassa autonomi) mercato europeo è stata penalizzata principalmente dalla riduzione dei margini unitari determinata dallo sviluppo di hub liquidi e dal peso crescente nella contrattazione con i clienti dei prezzi formati in tali hub, la cui dinamica è differente da quella dei costi di approvvigionamento del portafoglio Eni indicizzati in misura rilevante ai prezzi del petrolio e dei prodotti energetici. Nel 2010 sono stati registrati spread negativi tra i prezzi spot e il costo dell'approvvigionamento oil-linked e anche nel primo semestre 2011 i margini di commercializzazione sono rimasti su livelli non remunerativi; tale disallineamento è previsto riassorbirsi non prima del 2012 in base alle proiezioni del management. Sulla base dei risultati del 2010 e di tali prospettive di minore redditività del business europeo del gas nel quadriennio futuro, il management ha rilevato nel bilancio 2010 una svalutazione di 426 milioni di Euro

FATTORI DI RISCHIO

del goodwill allocato alla CGU Mercato europeo. Nella Relazione finanziaria semestrale consolidata 2011 l'analisi di recuperabilità del valore delle attività della CGU Europa non ha evidenziato la necessità di ulteriori svalutazioni.

Sia l'entità della svalutazione del goodwill rilevata nel 2010 sia la previsione riguardante i contratti di take-or-pay si basano sull'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas Eni, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. L'apertura di tali trattative con i fornitori è contrattualmente prevista (revisione prezzi, flessibilità contrattuali) al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato, quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008, con la finalità di assicurare l'equilibrio economico delle parti. Sono state avviate rinegoziazioni con tutti i principali fornitori di gas con contratti di lungo termine. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas, l'impatto negativo sui risultati e i flussi di cassa futuri del business gas avrebbe ulteriori conseguenze sulla tenuta del valore di libro degli attivi del gas.

(M) *Rischi connessi all'utilizzo di stime contabili*

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la direzione aziendale dell'Emittente effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima.

L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento.

I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerta, sono le seguenti: (i) l'attività mineraria; (ii) le svalutazioni; (iii) lo smantellamento e il ripristino dei siti; (iv) le *business combination*; (v) le passività ambientali; (vi) i benefici per i dipendenti; (vii) i fondi e (viii) il riconoscimento dei ricavi nel settore Ingegneria & Costruzioni.

Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

(N) *Rischi connessi alla normativa antitrust*

L'attività dell'Emittente è particolarmente esposta ai rischi derivanti dalla normativa in materia di concorrenza ed *antitrust* soprattutto nei settori del gas e della raffinazione e *marketing* dove l'Eni vanta un'ampia presenza sia in Italia che in Europa. A tal proposito, Eni è coinvolta in alcune indagini e procedimenti in materia di abuso di posizione

FATTORI DI RISCHIO

dominante ed intese restrittive della concorrenza, da cui potrebbe derivare, in caso di soccombenza, l'applicazione di sanzioni, anche di importo significativo, e/o di altre prescrizioni da parte delle autorità competenti, nonché la formulazione di richieste di risarcimento danni da parte dei soggetti che ritengono di essere stati danneggiati dai comportamenti anticoncorrenziali che dovessero eventualmente essere accertati a carico delle società del Gruppo. Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 13, Paragrafo 13.6. La rilevazione di passività per contenziosi in materia di *antitrust* segue le regole generali di rilevazione delle passività a fronte dei procedimenti legali (vedi paragrafo successivo). Al 31 dicembre 2010, la consistenza delle passività accantonate a fronte di contenziosi in materia *antitrust* ammonta a circa Euro 200 milioni e riguarda, in particolare, il contenzioso di fronte alle Autorità *antitrust* europee nel settore elastomeri; nel primo semestre 2011 tale passività è stata opportunamente aggiornata (con un incremento di Euro 69 milioni) in ragione delle valutazioni svolte alla luce di una sentenza del Tribunale di Prima Istanza del luglio 2011. Per una descrizione completa dei contenziosi attualmente in essere in materia di *antitrust*, compresa l'indicazione delle pretese delle controparti in ciascun giudizio ove quantificate, si rinvia alla nota al bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 n. 34-Garanzie, impegni e rischi e alla Sezione Prima, Capitolo 13, Paragrafo 13.6 e agli aggiornamenti della Relazione finanziaria semestrale consolidata 2011 riportati alla Sezione Prima, Capitolo 13, Paragrafo 13.6.

(O) *Rischi derivanti dai procedimenti legali*

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati allo svolgimento delle sue attività. Le passività a fronte dei contenziosi sono rilevate quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione in capo all'Emittente derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti a bilancio al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'Emittente razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura del periodo.

Non è effettuata alcuna rilevazione di passività nel caso in cui l'Emittente ritiene improbabile un esito sfavorevole del procedimento, ovvero l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile. Nella nota al bilancio consolidato 2010 dell'Emittente n. 34-Garanzie, impegni e rischi è indicata una descrizione dei procedimenti più significativi di cui l'Emittente è parte per i quali è stata rilevata o meno una passività, compresa l'indicazione del rischio massimo di perdita rappresentato dalle pretese delle controparti di ciascun giudizio. Al 31 dicembre 2010, la consistenza delle passività accantonate a fronte di contenziosi legali ammonta a circa Euro 500 milioni così come illustrato nella nota al bilancio consolidato 2010 n. 34-Garanzie.

Ai sensi della disciplina italiana della "responsabilità degli enti per gli illeciti amministrativi dipendenti da reato", contenuta nel Decreto legislativo 231/2001, gli enti associativi – tra cui le società di capitali – possono essere ritenuti responsabili, e di conseguenza sanzionati in via pecuniaria e/o interdittiva, in relazione a taluni reati commessi o tentati – in Italia o all'estero – nell'interesse o a vantaggio delle società da propri rappresentanti, dirigenti e dipendenti.

FATTORI DI RISCHIO

In applicazione di tale normativa, la Società ha adottato il “modello di organizzazione, gestione e controllo” ai sensi del D. Lgs. 231/2001 (“**Modello 231**”), che rappresenta una raccolta di principi e il punto di riferimento per le società controllate, alle quali è trasmesso affinché ciascuna società adotti e/o aggiorni il proprio modello. Eni ha inoltre adottato un Codice Etico, che costituisce parte integrante e principio generale non derogabile del Modello 231 (*per ulteriori informazioni, si veda la Sezione Prima, Capitolo 14, Paragrafo 14.3*), le cui prescrizioni valgono nei confronti di tutti coloro che operano, in Italia e all'estero, per il conseguimento degli obiettivi del Gruppo.

L'adozione di modelli di organizzazione e gestione non esclude di per sé l'applicabilità delle sanzioni previste nel D. Lgs. 231/2001. Infatti, in caso di taluni reati commessi o tentati – in Italia o all'estero – da parte di rappresentanti, dirigenti e dipendenti della Società nell'interesse o a vantaggio della medesima, tanto i modelli, quanto la loro concreta attuazione, sono vagliati dall'autorità giudiziaria e, ove questa ritenga i modelli adottati non idonei a prevenire reati della specie di quello verificatosi o non efficacemente attuati, ovvero ritenga insufficiente la vigilanza sul loro funzionamento e osservanza da parte dell'organismo a ciò appositamente preposto, la Società potrebbe comunque essere ritenuta responsabile e di conseguenza essere assoggettata a sanzioni pecuniarie e/o interdittive.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 13, Paragrafo 13.6.

(P) Rischi connessi alla normativa in materia di ambiente, salute e sicurezza

Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza a livello nazionale, internazionale e comunitario, comprese le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali, relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. In particolare, queste norme prevedono l'acquisizione di permessi prima dell'avvio della perforazione; pongono limitazioni al tipo, alla concentrazione e alla quantità delle diverse sostanze che possono essere rilasciate nell'ambiente durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione; limitano o proibiscono l'attività di perforazione in terreni situati in aree protette; prevedono sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili nel caso di inquinamento ambientale che dovesse risultare dall'esercizio di attività nei settori degli idrocarburi o della petrolchimica.

La normativa ambientale pone limiti anche alle emissioni nell'atmosfera e agli scarichi in acque superficiali e sotterranee da parte di impianti petroliferi, petrolchimici, di raffinazione e di trasporto. Le attività di Eni, inoltre, sono soggette a disposizioni normative specifiche relative alla produzione, al trasporto, allo stoccaggio, allo smaltimento e al trattamento dei rifiuti.

Le normative in materia ambientale, di salute e di sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni. Rischi di costi e responsabilità ambientali e in tema di salute e di sicurezza sono inerenti ad alcune delle attività e ad alcuni dei prodotti di Eni. In futuro Eni prevede di sostenere significativi costi ed oneri derivanti dall'adempimento degli obblighi previsti da leggi e regolamenti in tema di ambiente, salute e sicurezza in tutte le giurisdizioni in cui opera.

FATTORI DI RISCHIO

In particolare, il legislatore italiano, con D. Lgs. 29 giugno 2010, n. 128 ha introdotto alcune restrizioni alle attività di ricerca e estrazione degli idrocarburi, mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso sebbene con alcune limitazioni. Eni e gli altri operatori del settore hanno avviato un confronto con i Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare volto a superare le incertezze interpretative ed applicative del decreto. Anche il Parlamento europeo ha accelerato i passi per garantire i massimi livelli di precauzione, protezione ambientale e sicurezza delle operazioni petrolifere in Europa. Il 7 ottobre 2010, il Parlamento europeo ha approvato la risoluzione in materia di esplorazione ed estrazione di petrolio in Europa e ha di fatto bocciato la proposta di una moratoria per nuove piattaforme petrolifere in mare fino all'applicazione di norme di sicurezza uniformemente elevate. La risoluzione sottolinea l'esigenza di adottare un sistema comune europeo di prevenzione e risposta delle fuoriuscite transfrontaliere di petrolio che prevede la modifica di tre direttive coinvolte: Seveso II, direttiva sulla responsabilità ambientale e direttiva VIA. Il Governo italiano ha confermato che intende armonizzare la disciplina nazionale con quella europea, anche sulla base della risoluzione approvata a ottobre.

L'adozione di nuove e più stringenti regolamentazioni e l'evoluzione dei metodi operativi potrebbero incrementare i costi di gestione di salute, sicurezza e ambiente, influenzare i piani di esplorazione e sviluppo delle riserve e le operazioni di perforazione e, probabilmente, determinare un aumento delle imposte sulla produzione.

Inoltre, il mancato rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (Decreto Legislativo 231/2001).

Soprattutto in Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro, ha introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni ed in particolare nel rapporto con i contrattisti.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.1.1.

L'eventuale mancata osservazione da parte dell'Emittente della normativa in materia ambientale, di salute e di sicurezza può comportare l'applicazione di sanzioni in capo all'Emittente con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Eni.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 13, Paragrafo 13.6.

(Q) Rischi connessi all'insorgere di passività ambientali

Benché Eni ritenga di svolgere la propria attività nel rispetto di leggi e regolamenti in materia di ambiente, il rischio di incorrere in responsabilità in materia ambientale e obblighi di risarcimento del relativo danno, ivi comprese le richieste di risarcimento dei danni a cose e a persone, è connaturato all'attività tipica di una società petrolifera integrata. Eni è particolarmente esposta a questo tipo di rischio in Italia dove sono localizzati molti degli stabilimenti e impianti di produzione Eni e tenuto conto delle

FATTORI DI RISCHIO

attività correnti di bonifica e ripristino ambientale che il Gruppo sta eseguendo in numerosi siti dismessi e inattivi nei quali il Gruppo ha svolto in passato attività industriali o dei quali il Gruppo si è accollato a vario titolo l'onere della bonifica. In particolare:

- in sede civile, il Gruppo è convenuto in una serie di cause intentate dal Ministero dell'Ambiente e da altri soggetti pubblici per il risarcimento dei danni asseritamente causati all'ambiente dall'attività degli stabilimenti delle società del Gruppo; in alcuni di questi casi le domande dei soggetti pubblici attori ammontano ad importi molto rilevanti e i relativi giudizi sono in corso; non si può escludere, inoltre, dato anche il numero di siti gestiti dal Gruppo o nei quali il Gruppo ha operato in passato, che possano essere intentate in futuro nuove cause anche per importi rilevanti;
- in sede amministrativa, varie autorità hanno imposto (e potrebbero imporre in futuro) alle società del Gruppo attività di bonifica e disinquinamento; i relativi provvedimenti amministrativi sono stati impugnati dal Gruppo e ad oggi pendono i contenziosi relativi; nel caso in cui il Gruppo dovesse risultare soccombente in tali contenziosi, potrebbe essere costretto ad investimenti anche significativi per la realizzazione delle attività di disinquinamento imposte dalla pubblica amministrazione;
- in sede penale, sono pendenti vari procedimenti a carico prevalentemente di ex dirigenti del gruppo per reati connessi alla materia ambientale.

Si aggiunga che non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in costi o responsabilità in materia ambientale perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni e i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (ii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente, che potrebbero essere anche più rigorose di quelle ad oggi vigenti; (iii) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; e (iv) la possibilità di contenziosi e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Sulla base delle conoscenze attuali, Eni ritiene che non vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi stanziati.

Tuttavia sono possibili in futuro sviluppi negativi di tali procedimenti a oggi non noti al management che potrebbero comportare effetti negativi anche rilevanti sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Eni.

Al 31 dicembre 2010, la consistenza delle passività accantonate a fronte di contenziosi in materia ambientale ammonta ad Euro 3.104 milioni e riguarda interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti, i costi attesi relativi ad interventi di bonifica di siti dismessi concordati con le competenti amministrazioni pubbliche nonché l'accantonamento a fronte della proposta di transazione ambientale con il Ministero

FATTORI DI RISCHIO

dell'Ambiente descritta alla Sezione Prima, Capitolo 13, Paragrafo 13.6, principalmente nella Syndial illustrati nella nota al bilancio consolidato 2010 n. 27-Fondi per rischi e oneri.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 13, Paragrafo 13.6.

(R) Rischi connessi alle acquisizioni

Eni monitora costantemente il mercato *oil&gas* in vista di possibili opportunità di crescita per linee esterne. Le acquisizioni di società o di *asset* comportano generalmente due tipi di rischi per l'acquirente: (i) il rischio di pagare un prezzo eccessivo; (ii) il rischio di non essere in grado di integrare in maniera efficace gli *asset* acquisiti al fine di cogliere le sinergie attese dall'operazione. Inoltre l'acquirente si accolla i rischi connessi all'insorgere di passività ed oneri imprevisti relativi all'entità acquisita. Con riferimento alle acquisizioni recentemente effettuate e a possibili acquisizioni future, il *management* non può escludere il realizzarsi di tali rischi con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Eni.

(S) Rischi connessi alla disciplina dell'*emission trading*

Il Decreto Legislativo n. 216 del 4 aprile 2006 ha recepito la direttiva 2003/87/CE in materia di emissioni dei gas ad effetto serra e la direttiva 2004/101/CE relativa all'utilizzo di crediti di carbonio derivanti da progetti basati sui meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto.

Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di *Emission Trading* (ETS), in relazione al quale il 27 novembre 2008 è stata emanata la Delibera 20/2008 dal Comitato nazionale *Emissions Trading Scheme* (Minambiente-Mse) recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012.

A Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 126,4 milioni di tonnellate di anidride carbonica (circa 25 milioni di tonnellate per ciascun anno del quinquennio), a cui vanno aggiunti circa 2,0 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti" nel corso del quinquennio. Le quote relative ai "nuovi entranti" includono solo quelle fisicamente assegnate e iscritte nel registro delle emissioni. Nell'esercizio 2010 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati, con un surplus complessivo pari a circa 0,7 milioni di tonnellate.

4.2 PRINCIPALI FATTORI DI RISCHIO ASSOCIATI AGLI STRUMENTI FINANZIARI

4.2.1 Rischio di mercato

Non vi è alcuna garanzia che il valore di mercato delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile rimanga costante per tutta la durata delle Obbligazioni. Il valore di mercato delle Obbligazioni subisce infatti l'influenza di diversi fattori quali, a titolo esemplificativo, l'andamento della relativa volatilità e dei tassi di interesse, eventi di natura macroeconomica, la durata residua delle Obbligazioni nonché il *rating* dell'Emittente.

FATTORI DI RISCHIO**4.2.2 Rischio di credito per il sottoscrittore**

Sottoscrivendo o acquistando le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, l'investitore diviene finanziatore dell'Emittente e titolare di un diritto di credito verso lo stesso connesso al pagamento degli interessi e al rimborso del capitale a scadenza, assumendosi il rischio che l'Emittente divenga insolvente o che, comunque, non sia in grado di adempiere, in caso di grave difficoltà finanziaria o patrimoniale, ai propri obblighi di pagamento.

4.2.3 Rischio di tasso

Il valore di mercato delle Obbligazioni potrebbe variare nel corso della durata delle medesime a causa dell'andamento dei tassi di mercato.

Con particolare riferimento alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, a fronte di un aumento dei tassi di interesse, è verosimile attendersi una riduzione del prezzo di mercato di tali obbligazioni, mentre, a fronte di una riduzione dei tassi di interesse, è verosimile attendersi un rialzo del prezzo di mercato di tali obbligazioni.

A titolo orientativo, si riporta nella tabella che segue, la simulazione dell'impatto sul prezzo di mercato delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso di un aumento dei tassi di interesse del 1% dopo un anno e dopo tre anni dalla sottoscrizione, a parità di rischio di credito per il sottoscrittore (come specificato al precedente Paragrafo 4.2.2):

Data	Tasso di mercato ⁽¹⁾	Margine di Rendimento Effettivo ⁽²⁾	Prezzo di emissione ed offerta	Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza
Alla sottoscrizione 11 ottobre 2011	2,195%	1,80%	99,37%	3,995%

Data	Tasso di mercato ⁽³⁾	Margine di Rendimento Effettivo ⁽²⁾	Prezzo di mercato	Tasso di rendimento annuo lordo effettivo in ipotesi di smobilizzo dell'investimento
Dopo 1 anno 11 ottobre 2012	3,004%	1,80%	95,96%	0,467%
Dopo 3 anni 13 ottobre 2014	2,565%	1,80%	98,67%	3,663%

(1) Tasso mid swap a 6 anni rilevato in data 7 settembre 2011, fonte Bloomberg.

(2) Simulazione effettuata sulla base di un Margine di Rendimento Effettivo pari al valore più basso riportato nell'intervallo del Margine di Rendimento Effettivo.

(3) Dopo 1 anno, il tasso di mercato di riferimento è il mid swap a 5 anni; dopo 3 anni, il tasso di mercato di riferimento è il mid swap a 3 anni. I tassi mid swap a 5 anni ed a 3 anni indicati nella simulazione sono calcolati assumendo un aumento dell'1% rispetto ai valori dei medesimi tassi mid swap a 5 anni ed a 3 anni rilevati in data 7 settembre 2011, fonte Bloomberg, e rispettivamente pari a tale data al 2,004% ed al 1,565%.

Con particolare riferimento alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, a fronte di un aumento del tasso (EURIBOR a 6 mesi) nel periodo successivo alla definizione della cedola in corso, è verosimile attendersi una riduzione del prezzo di mercato di tali obbligazioni, mentre, a fronte di una riduzione del tasso (EURIBOR a 6 mesi) nel periodo successivo alla definizione della cedola in corso, è verosimile attendersi un rialzo del prezzo di mercato di tali obbligazioni.

FATTORI DI RISCHIO

Il rischio rappresentato dall'effetto delle variazioni dei tassi di interesse sul prezzo di mercato delle Obbligazioni è verosimilmente inferiore per le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile rispetto alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

Inoltre, il sottoscrittore delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile nel corso della vita dei titoli sarà esposto al rischio della diminuzione del valore delle cedole periodiche a fronte di una diminuzione del tasso EURIBOR a 6 mesi, ovvero all'aumento del valore delle cedole periodiche a fronte di un aumento del tasso EURIBOR a 6 mesi.

Inoltre, le fluttuazioni dei tassi di interesse sui mercati finanziari si ripercuotono sui prezzi e quindi sui rendimenti delle Obbligazioni in modo tanto più accentuato quanto più lunga è la loro vita residua. Conseguentemente, qualora gli investitori decidessero di vendere le Obbligazioni prima della loro scadenza, il valore di mercato potrebbe risultare inferiore – anche in maniera significativa – rispetto al prezzo di sottoscrizione delle Obbligazioni, ovvero all'importo inizialmente investito nelle Obbligazioni. Pertanto, il rendimento effettivo dell'investimento potrebbe risultare anche significativamente diverso, ovvero significativamente inferiore, a quello corrente al momento della sottoscrizione e determinato ipotizzando di mantenere l'investimento sino alla scadenza.

4.2.4 Rischio di liquidità

È prevista la quotazione delle Obbligazioni sul Mercato telematico delle Obbligazioni e dei Titoli di Stato organizzato e gestito da Borsa Italiana (“**MOT**”). Tuttavia, non è previsto alcun impegno da parte di nessun soggetto a garantire la negoziazione delle Obbligazioni. Pertanto, non vi è alcuna garanzia che in relazione alle Obbligazioni venga ad esistenza un mercato secondario, ovvero che tale mercato secondario, laddove venga ad esistenza, sia un mercato liquido. Il portatore delle Obbligazioni potrebbe quindi trovarsi nell'impossibilità o nella difficoltà di liquidare il proprio investimento prima della sua naturale scadenza, a meno di accettare – pur di trovare una controparte disposta ad acquistare le Obbligazioni – una riduzione anche significativa del prezzo delle Obbligazioni stesse rispetto al loro valore nominale, ovvero al loro prezzo di sottoscrizione o di acquisto, ovvero al loro valore di mercato o ancora al valore di mercato di altri titoli di debito aventi caratteristiche simili. Pertanto, nell'elaborare la propria strategia finanziaria, l'investitore deve tenere in considerazione che l'orizzonte temporale dell'investimento nelle Obbligazioni (definito dalla durata del Prestito a Tasso Fisso e dalla durata del Prestito a Tasso Variabile) deve essere in linea con le sue future esigenze di liquidità.

4.2.5 Rischio connesso alla possibilità di modifiche del regime fiscale delle Obbligazioni

I valori lordi e netti relativi al rendimento delle Obbligazioni contenuti nel presente Prospetto sono calcolati sulla base del regime fiscale in vigore alla data di pubblicazione del Prospetto. Non è possibile prevedere se tale regime fiscale potrà subire eventuali modifiche nel corso della durata del Prestito a Tasso Fisso e del Prestito a Tasso Variabile né, di conseguenza, può essere escluso che, in caso di modifiche, i valori netti indicati possano discostarsi – anche sensibilmente – da quelli che saranno effettivamente applicabili alle Obbligazioni alle varie date di pagamento. Saranno a carico degli obbligazionisti tutte le imposte e tasse, presenti o future, che per legge colpiscano o dovessero colpire le Obbligazioni o a cui le Obbligazioni siano comunque assoggettate.

FATTORI DI RISCHIO

Eventuali prelievi fiscali sui redditi o sulle plusvalenze relative alle Obbligazioni che siano maggiori rispetto a quelli previsti dalla normativa fiscale attualmente applicabile e che siano previsti da sopravvenute modifiche legislative o regolamentari, ovvero da sopravvenute prassi interpretative dell'amministrazione finanziaria, comporteranno conseguentemente una riduzione del rendimento delle Obbligazioni al netto del prelievo fiscale, senza che ciò determini alcun obbligo in capo all'Emittente di corrispondere agli obbligazionisti un importo aggiuntivo a compensazione di tale maggiore prelievo fiscale.

4.2.6 Rischio connesso alla assenza di garanzie specifiche per le Obbligazioni

Le Obbligazioni costituiscono un debito chirografario dell'Emittente, ossia il corrispondente credito vantato dagli obbligazionisti non è assistito da alcuna garanzia reale rilasciata dall'Emittente, né da garanzie reali o personali prestate da terzi. Ne consegue che il credito degli obbligazionisti verso l'Emittente verrà soddisfatto *pari passu* con gli altri debiti non garantiti e non privilegiati dell'Emittente.

Non è prevista, inoltre, limitazione alcuna alla possibilità per l'Emittente di costituire (ovvero di far costituire da terzi) garanzie reali o di far rilasciare da terzi garanzie personali o ancora di costituire (o far costituire da terzi) patrimoni separati destinati a garantire gli obblighi assunti dall'Emittente con riferimento all'emissione di titoli di debito diversi dalle Obbligazioni.

Di conseguenza, nel caso in cui l'Emittente o terzi prestassero garanzie reali e/o personali in relazione a titoli di debito dell'Emittente diversi dalle Obbligazioni, il patrimonio generale dell'Emittente – disponibile per il soddisfacimento delle ragioni di credito dei possessori delle Obbligazioni – potrebbe risultare ridotto. Inoltre, potrebbe registrarsi una diminuzione – anche significativa – del valore di mercato delle Obbligazioni rispetto al valore di mercato di altri strumenti finanziari di debito emessi dall'Emittente, ma assistiti da garanzia reale e/o personale ed aventi, per il resto, caratteristiche simili alle Obbligazioni.

4.2.7 Rischio connesso alla possibilità di modifiche legislative

Il regolamento del Prestito a Tasso Fisso ed il regolamento del Prestito a Tasso Variabile sono disciplinati dalla legge italiana. Eventuali modifiche apportate alle leggi o ai regolamenti applicabili, successivamente alla data del presente Prospetto, potrebbero incidere – anche negativamente – sui diritti dei portatori delle Obbligazioni.

4.2.8 Rischio connesso al *rating* dell'Emittente ovvero delle Obbligazioni

Alla data del presente Prospetto, all'Emittente sono stati assegnati giudizi di *rating* di lungo termine pari a A+ e Aa3, rispettivamente, dalle agenzie di *rating* Standard & Poor's Rating Services e Moody's Investors Service. Il *rating* attribuito all'Emittente dalle agenzie specializzate costituisce una valutazione della capacità dell'Emittente di assolvere i propri impegni finanziari, ivi compresi quelli relativi alle Obbligazioni.

È stato richiesto il rilascio di un *rating* separato in relazione alle Obbligazioni. Ciò nonostante, non vi è alcuna garanzia che il *rating* successivamente assegnato alle Obbligazioni sia almeno pari a quello assegnato all'Emittente, posto che il *rating* assegnato dipenderà, oltre che dal merito di credito dell'Emittente, anche da fattori diversi, quali la struttura delle Obbligazioni, nonché da ogni altro fattore (compresi i fattori richiamati nella presente Sezione Prima, Capitolo 4) che possa avere un'incidenza sul valore di mercato delle Obbligazioni. Non vi è alcuna

FATTORI DI RISCHIO

garanzia che, il *rating* successivamente assegnato alle Obbligazioni, rifletta propriamente e nella sua interezza ogni rischio relativo all'investimento nelle Obbligazioni, ovvero che tale *rating* rimanga costante ed immutato per tutta la durata delle Obbligazioni e non sia oggetto di modifica, revisione o ritiro da parte dell'agenzia di *rating*.

Il *rating* non costituisce una raccomandazione d'acquisto, vendita o detenzione di strumenti finanziari ed esso può essere modificato o ritirato in qualsiasi momento dall'agenzia di *rating* che ha provveduto al suo iniziale rilascio.

Ogni modifica effettiva ovvero attesa dei *rating* attribuiti all'Emittente ovvero alle Obbligazioni potrebbe influire sul valore di mercato delle Obbligazioni. In particolare, un peggioramento del merito di credito dell'Emittente potrebbe determinare un aumento dello *Spread* di Credito dell'Emittente, determinando altresì una diminuzione del valore di mercato delle Obbligazioni. Viceversa, non vi è alcuna garanzia che un miglioramento dei *rating* dell'Emittente ovvero delle Obbligazioni determini una diminuzione dello *Spread* di Credito dell'Emittente, determinando altresì un incremento del valore di mercato delle Obbligazioni, ovvero una diminuzione degli altri rischi di investimento correlati alle Obbligazioni.

Si rappresenta che in data 20 giugno 2011 l'agenzia di *rating* Moody's Investors Service ha posto sotto revisione il *rating* a lungo termine attribuito all'Emittente (specificato sopra e nella tabella di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 7, Paragrafo 7.6), al fine di valutare un eventuale abbassamento del *rating* stesso. Tale decisione di Moody's Investors Service è stata conseguente a quella del 17 giugno 2011 di porre il *rating* dello Stato Italiano sotto revisione per un possibile declassamento. Infatti, secondo la metodologia adottata da Moody's Investors Service, un eventuale abbassamento del *rating* dello Stato Italiano potrebbe avere effetto anche sul *rating* delle società a partecipazione pubblica e, quindi, anche dell'Emittente. L'Emittente non può escludere possibili abbassamenti dei propri giudizi di *rating*, che potrebbero influire anche sul prezzo di mercato delle Obbligazioni.

Eventuali modifiche ai *rating* dell'Emittente o delle Obbligazioni, che dovessero intervenire durante il Periodo di Offerta, saranno portate a conoscenza del pubblico mediante apposito avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana. Esse saranno inoltre comunicate a norma di legge e/o di regolamento applicabili in caso di supplemento al presente Prospetto Informativo.

4.2.9 Rischio connesso alle determinazioni e rettifiche operate dall'Agente di Calcolo

Il regolamento del Prestito a Tasso Variabile prevede che, al verificarsi di fatti perturbativi della regolare rilevazione dei valori del parametro di indicizzazione (EURIBOR a 6 mesi), la rilevazione dei valori di tale parametro sia effettuata dall'Agente di Calcolo. Gli eventi di turbativa e le modalità di rilevazione ad esito di tali eventi sono indicati nel regolamento delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile.

4.2.10 Ammontare complessivo dei prestiti obbligazionari e numero delle Obbligazioni

L'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà comunicato al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano

FATTORI DI RISCHIO

economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) giorni lavorativi – secondo il calendario di Borsa Italiana di volta in volta vigente (**Giorno Lavorativo**) – dalla conclusione dell’Offerta e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

Pertanto, al momento dell’adesione, l’aderente non conoscerà l’ammontare definitivo del Prestito a Tasso Fisso e del Prestito a Tasso Variabile, i quali, complessivamente, non supereranno un ammontare massimo pari ad Euro 1.000.000.000 incrementabile fino ad Euro 2.000.000.000.

4.2.11 Prezzo di emissione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso

Il prezzo di emissione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, il quale sarà inferiore al 100% del loro valore nominale e superiore al 99% del valore nominale delle stesse, sarà determinato al termine del Periodo di Offerta, secondo le modalità di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.2.

Il prezzo di offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà reso noto mediante pubblicazione di un apposito avviso integrativo sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell’Offerta e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

Pertanto, al momento dell’adesione, l’aderente non conoscerà il prezzo di emissione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, il quale sarà comunque compreso tra il 99% ed il 100% (estremi esclusi) del valore nominale delle stesse Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

4.2.12 Tasso di interesse nominale delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile

I tassi di interesse nominali delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile saranno comunicati al pubblico successivamente alla chiusura dell’Offerta.

Il tasso di interesse nominale annuo lordo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà determinato in misura pari al tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza, arrotondato – ove non divisibile per 0,125% – all’ottavo di punto percentuale (e cioè lo 0,125%) inferiore; laddove il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza risulti esattamente divisibile per 0,125%, il tasso di interesse nominale annuo lordo sarà pari a tale tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza diminuito dello 0,125%.

Il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà calcolato sommando il margine di rendimento effettivo – il quale sarà compreso nell’ambito di un intervallo che sarà non inferiore a 180 e non superiore a 280 punti base (*basis points*) – al tasso *mid swap* a 6 anni (pubblicato sulla pagina Reuters ISDAFIX2, fixing contro EURIBOR a 6 mesi, alle ore 11:00 a.m. di Francoforte), e rilevato il terzo Giorno Lavorativo antecedente alla Data di Godimento.

Il tasso di interesse nominale annuo lordo ed il margine di rendimento effettivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso saranno comunicati al pubblico con apposito avviso

FATTORI DI RISCHIO

pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell’offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

Il tasso di interesse nominale annuo lordo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà indicizzato all’*Euro Interbank Offered Rate* (con divisore 360) (EURIBOR) a 6 mesi maggiorato di un margine, il quale sarà compreso nell’ambito di un intervallo che sarà non inferiore a 180 e non superiore a 280 punti base (*basis points*) e sarà determinato a conclusione dell’offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e comunicato al pubblico con apposito avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell’offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

4.2.13 Data di Godimento e date di scadenza delle Obbligazioni

La Data di Godimento, la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso e la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile saranno comunicate al pubblico mediante avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla chiusura dell’Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

4.2.14 Rischio di ritiro/annullamento dell’Offerta

Successivamente alla pubblicazione del Prospetto e prima della Data di Emissione delle Obbligazioni, l’Offerta potrà non avere inizio, ovvero potrà essere ritirata in tutto o in parte, secondo quanto previsto alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafi 5.1.2 e 5.1.3, previa comunicazione a Consob e successivamente al pubblico, nei quali casi l’Offerta dovrà ritenersi in tutto o in parte annullata.

In tali ipotesi, ove gli investitori abbiano versato l’importo di sottoscrizione delle Obbligazioni prima della comunicazione di annullamento dell’Offerta, non potranno beneficiare degli interessi sulle somme versate che avrebbero altrimenti percepito se non avessero pagato tali somme come corrispettivo per la sottoscrizione delle Obbligazioni.

4.2.15 Conflitti di interesse dei Responsabili del Collocamento e dei Collocatori

L’attività dei Collocatori e dei Responsabili del Collocamento, in quanto soggetti che agiscono istituzionalmente su incarico dell’Emittente e che percepiscono commissioni in relazione al servizio di collocamento e/o di direzione del Consorzio, potrebbe comportare il verificarsi di un potenziale conflitto di interessi.

I Responsabili del Collocamento, Banca IMI ed UniCredit, versano, inoltre, in una situazione di potenziale conflitto di interessi in quanto facenti parte, rispettivamente, del gruppo bancario Intesa Sanpaolo e del gruppo bancario UniCredit, i quali intrattengono continue relazioni d’affari con l’Emittente e con le società del Gruppo dell’Emittente e vantano nei confronti dell’Emittente e del suo Gruppo crediti finanziari di natura rilevante.

FATTORI DI RISCHIO

Al 30 giugno 2011, le linee di credito accordate dal gruppo bancario Intesa Sanpaolo e dal gruppo bancario UniCredit nei confronti dell'Emittente e delle società del Gruppo dell'Emittente, erano pari, rispettivamente, a circa Euro 7.947 milioni e ad Euro 4.799 milioni.

Inoltre, UniCredit S.p.A. – società capogruppo del gruppo bancario UniCredit – tramite le proprie filiali nonché FinecoBank S.p.A., società controllata nell'ambito del medesimo gruppo UniCredit, e Intesa Sanpaolo S.p.A. – società capogruppo del gruppo bancario Intesa Sanpaolo – tramite le proprie filiali e società dalla stessa controllate, svolgeranno il ruolo di Collocatori delle Obbligazioni.

Banca IMI ed UniCredit prestano attività e servizi di investimento (ivi compresa l'attività di *market making*) che potrebbero avere ad oggetto gli strumenti finanziari (comprese le Obbligazioni) emessi dall'Emittente e/o da società del suo Gruppo o altri strumenti collegati a quest'ultimi.

Società facenti parte del gruppo bancario Intesa Sanpaolo, inclusa Intesa Sanpaolo S.p.A., nell'ambito della propria attività commerciale, hanno prestato o potrebbero prestare servizi di corporate o investment banking ad altre società interessate ad effettuare altre operazioni nel medesimo settore merceologico o di natura simile.

Il gruppo bancario UniCredit ed il gruppo bancario Intesa Sanpaolo si trovano in una situazione di conflitto di interessi in quanto l'Emittente potrebbe utilizzare i proventi dell'emissione delle Obbligazioni, o parte di essi, anche per il rimborso di finanziamenti e/o riduzione dell'esposizione creditizia nei confronti dei medesimi gruppi bancari.

UniCredit opererà quale agente di calcolo, sarà cioè il soggetto incaricato della determinazione delle cedole relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e delle altre attività connesse. Tale coincidenza fra responsabile del collocamento ed agente di calcolo potrebbe determinare una situazione di conflitto di interessi nei confronti degli investitori.

Infine, si segnala che negli organi sociali dell'Emittente è presente anche un esponente aziendale del gruppo UniCredit.

4.2.16 Rischio relativo all'assenza di informazioni

L'Emittente non fornirà, successivamente all'Offerta, alcuna informazione relativamente al valore di mercato corrente delle Obbligazioni e, con riferimento alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile (in relazione alle cedole variabili), all'andamento del parametro di riferimento.

4.3 ESEMPLIFICAZIONE DEI RENDIMENTI

Prestito a Tasso Fisso	
Valore Nominale	1.000 Euro
Durata	72 mesi (6 anni)
Data di Godimento	Indicativamente 11 ottobre 2011
Data di Scadenza	Indicativamente 11 ottobre 2017
Tipo tasso	Fisso (Tasso <i>mid swap</i> a 6 anni + Margine di Rendimento Effettivo) arrotondato come indicato al successivo punto “Cedola e Arrotondamento”, nonché alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.8 del Prospetto
Frequenza Cedole	Annuale, con prima cedola pagabile il dodicesimo mese successivo alla Data di Godimento ed ultima cedola pagabile alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso
Prezzo di Emissione	Inferiore a 100% del valore nominale e, comunque, superiore al 99% del valore nominale
Prezzo di Rimborso	Alla pari (100%) a scadenza, in un’unica soluzione
Cedola e Arrotondamento	Pari al tasso di rendimento effettivo a scadenza, arrotondato all’ottavo di punto percentuale (e cioè lo 0,125%) inferiore
Ritenuta Fiscale	Ipotesi di mancata conversione del DL 138/2011 (*): 12,50% Ipotesi di conversione del DL 138/2011 (**): 12,50% sugli interessi maturati fino al 31 dicembre 2011 e 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012
Lotto Minimo	2.000 Euro; incrementi per 1.000 Euro o multipli
(*) Applicazione dell’imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% (aliquota applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – non venga convertito in legge entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore). (**) Applicazione dell’imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% sugli interessi maturati fino al 31 dicembre 2011 e del 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012 (aliquote applicabili a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – venga convertito in legge – senza modificazioni, per le parti qui di interesse – entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore).	
Prestito a Tasso Variabile	
Valore Nominale	1.000 Euro
Durata	72 mesi (6 anni)
Data di Godimento	Indicativamente 11 ottobre 2011
Data di Scadenza	Indicativamente 11 ottobre 2017
Tipo tasso	Variabile (EURIBOR 6 mesi + Margine) (come di seguito definito alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.2.8), arrotondato come indicato al successivo punto “Calcolo della Cedola, Spread, Arrotondamento”, nonché alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.2.8 del Prospetto
Frequenza Cedole	Semestrale, con prima cedola pagabile il sesto mese successivo alla Data di Godimento ed ultima cedola pagabile alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile (inclusa)
Prezzo di Emissione	Alla pari (100%)
Prezzo di Rimborso	Alla pari (100%) a scadenza, in un’unica soluzione
Parametro di Indicizzazione	EURIBOR a 6 mesi
Calcolo della Cedola, Spread, Arrotondamento	EURIBOR 6 mesi + Margine – arrotondato al terzo decimale con 0,0005 arrotondato al terzo decimale superiore
Ritenuta Fiscale	Ipotesi di mancata conversione del DL 138/2011 (*): 12,50% Ipotesi di conversione del DL 138/2011 (**): 12,50% sugli interessi maturati fino al 31 dicembre 2011 e 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012
Lotto Minimo	2.000 Euro; incrementi per 1.000 Euro o multipli
(*) Applicazione dell’imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% (aliquota applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – non venga convertito in legge entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore). (**) Applicazione dell’imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% sugli interessi maturati fino al 31 dicembre 2011 e del 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012 (aliquote applicabili a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – venga convertito in legge – senza modificazioni, per le parti qui di interesse – entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore).	

Esemplificazione dei rendimenti

(A) Prestito a Tasso Fisso

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso rimborsano il 100% del valore nominale alla scadenza e pagano cedole lorde periodiche con cadenza annuale. Il tasso di interesse nominale annuo lordo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso è determinato in funzione del livello del tasso *mid swap* a 6 anni.

A titolo orientativo, si riporta nel grafico che segue l'andamento del tasso *mid swap* a 6 anni dal 31 agosto 2001 al 31 agosto 2011.



Fonte: Bloomberg.

L'evoluzione storica del parametro *mid swap* a 6 anni non è indicativa della futura *performance* del parametro stesso.

Al fine di esemplificare il rendimento delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso di seguito si riportano alcune ipotesi:

Scenario 1: Ipotesi meno favorevole per il sottoscrittore;

Scenario 2: Ipotesi intermedia;

Scenario 3: Ipotesi più favorevole per il sottoscrittore.

Le esemplificazioni dei rendimenti di seguito riportate sono effettuate sulla base di un Margine di Rendimento Effettivo pari al valore più basso riportato nell'intervallo del Margine di Rendimento Effettivo, ossia pari a 180 punti base.

Scenario 1: Ipotesi meno favorevole per il sottoscrittore

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi che il tasso *mid swap* a 6 anni sia inferiore di 0,25% rispetto al livello attualmente osservabile (ovvero al 7 settembre 2011 pari al 2,195%).

Ipotizzando un Margine di Rendimento Effettivo pari allo 1,80% e un tasso *mid swap* a 6 anni pari al 1,945%, il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza, il tasso di rendimento annuo netto a scadenza, il Tasso di Interesse Nominale e il prezzo di emissione ed offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarebbero pari a:

	Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	Tasso di rendimento annuo netto a scadenza	Tasso di Interesse Nominale	Prezzo di emissione ed offerta
Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	3,745%	3,274%	3,625%	99,37%
Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011	3,745%	3,005%	3,625%	99,37%

L'effetto fiscale è stato calcolato assumendo:

- Ipotesi a) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% (aliquota applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – non venga convertito in legge entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore);
- Ipotesi b) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% sugli interessi (compreso l'eventuale scarto di emissione) maturati fino al 31 dicembre 2011 e del 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012 (aliquote applicabili a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – venga convertito in legge – senza modificazioni, per le parti qui di interesse – entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore).

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano, pertanto, gli investitori a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

Scenario 2: Ipotesi intermedia

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi che il tasso *mid swap* a 6 anni sia pari al livello attualmente osservabile (ovvero al 7 settembre 2011 pari al 2,195%).

Ipotizzando un Margine di Rendimento Effettivo pari allo 1,80% e un tasso *mid swap* a 6 anni pari al 2,195%, il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza, il tasso di rendimento annuo netto a scadenza, il Tasso di Interesse Nominale e il prezzo di emissione ed offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarebbero pari a:

	Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	Tasso di rendimento annuo netto a scadenza	Tasso di Interesse Nominale	Prezzo di emissione ed offerta
Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	3,995%	3,494%	3,875%	99,37%
Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011	3,995%	3,207%	3,875%	99,37%

L'effetto fiscale è stato calcolato assumendo:

- Ipotesi a) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% (aliquota applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – non venga convertito in legge entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore);
- Ipotesi b) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% sugli interessi (compreso l'eventuale scarto di emissione) maturati fino al 31 dicembre 2011 e del 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012 (aliquote applicabili a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – venga convertito in legge – senza modificazioni, per le parti qui di interesse – entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore).

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

Scenario 3: Ipotesi più favorevole per il sottoscrittore

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi che il tasso *mid swap* a 6 anni sia superiore di 0,25% rispetto al livello attualmente osservabile (ovvero al 7 settembre 2011 pari al 2,195%).

Ipotizzando un Margine di Rendimento Effettivo pari allo 1,80% e un tasso *mid swap* a 6 anni pari al 2,445%, il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza, il tasso di rendimento annuo netto a scadenza, il Tasso di Interesse Nominale e il prezzo di emissione ed offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarebbero pari a:

	Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	Tasso di rendimento annuo netto a scadenza	Tasso di Interesse Nominale	Prezzo di emissione ed offerta
Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	4,245%	3,711%	4,125%	99,38%
Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011	4,245%	3,407%	4,125%	99,38%

L'effetto fiscale è stato calcolato assumendo:

- Ipotesi a) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% (aliquota applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – non venga convertito in legge entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore);
- Ipotesi b) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% sugli interessi (compreso l'eventuale scarto di emissione) maturati fino al 31 dicembre 2011 e del 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012 (aliquote applicabili a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – venga convertito in legge – senza modificazioni, per le parti qui di interesse – entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore).

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

Comparazione con titoli non strutturati di similare durata

	BTP 5,25% (IT0003242747) ¹	Eni S.p.A. 4,75% (XS0331141332) ^{1,2}	OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO FISSO
Scadenza	01/08/2017	14/11/2017	11/10/2017
SCENARIO 1			
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	4,778%	3,676%	3,745%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza			
Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	4,086%*	3,018%	3,274%
Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011	4,086%*	2,694%	3,005%
SCENARIO 2			
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	4,778%	3,676%	3,995%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza			
Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	4,086%*	3,018%	3,494%
Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011	4,086%*	2,694%	3,207%
SCENARIO 3			
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	4,778%	3,676%	4,245%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza			
Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	4,086%*	3,018%	3,711%
Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011	4,086%*	2,694%	3,407%

¹ Fonte: Bloomberg, rilevato in data 7 settembre 2011.

² Prestito obbligazionario quotato sulla Borsa del Lussemburgo.

* Ai sensi dell'art. 2, comma 7, lett. a) del D.L. n. 138 del 2011, la nuova aliquota al 20% non si applica a interessi ed altri proventi relativi ai titoli di debito pubblico ricompresi nell'art. 31 del DPR n. 601 del 1973.

L'effetto fiscale è stato calcolato assumendo:

- Ipotesi a) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% (aliquota applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – non venga convertito in legge entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore);
- Ipotesi b) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% sugli interessi (compreso l'eventuale scarto di emissione) maturati fino al 31 dicembre 2011 e del 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012 (aliquote applicabili a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – venga convertito in legge – senza modificazioni, per le parti qui di interesse – entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore). Questa aliquota al 20% – ai sensi dell'art. 2, comma 7, del D.L. n. 138 del 2011 – non è applicabile ai proventi relativi ai titoli di debito pubblico ricompresi nell'art. 31 del DPR n. 601 del 1973.

Si evidenzia che, in entrambe le ipotesi sopra indicate, nel caso di successivo acquisto da parte di terzi investitori, l'eventuale differenza (positiva o negativa) fra il prezzo di acquisto e il valore di rimborso costituisce plusvalenza o minusvalenza tassabile al momento del realizzo nei modi e nei termini illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto.

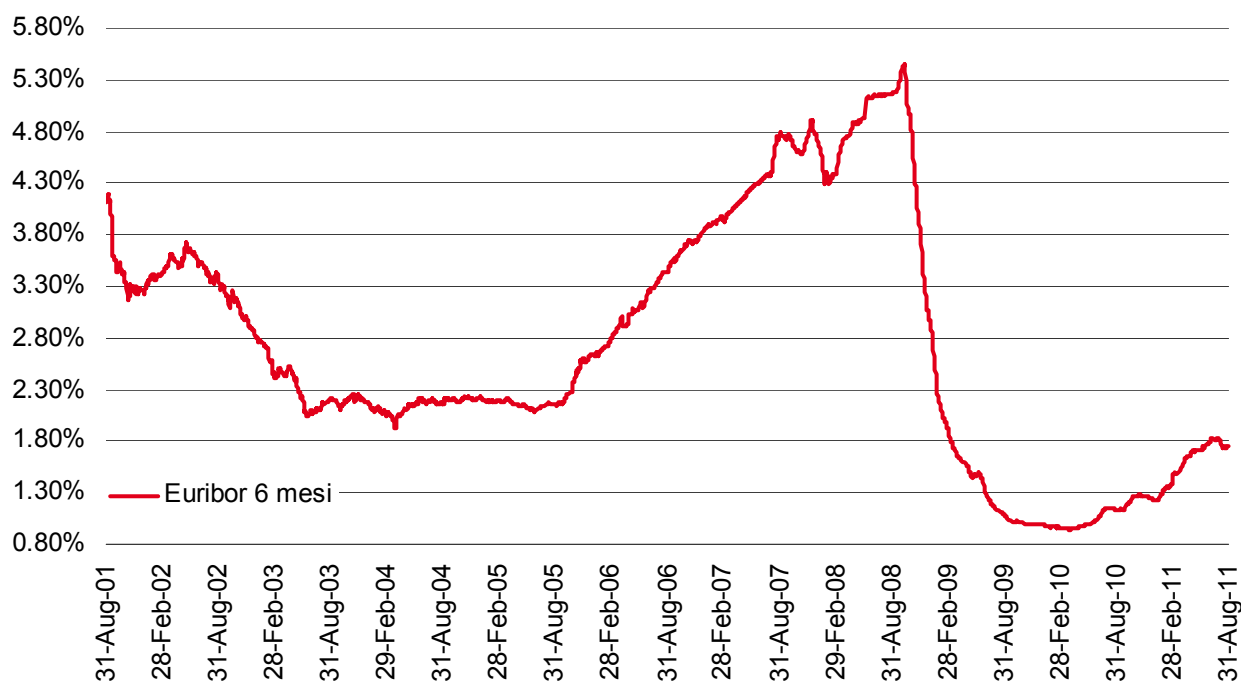
Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

Esemplificazione dei rendimenti

(B) Prestito a Tasso Variabile

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile rimborsano il 100% del valore nominale alla scadenza e pagano cedole lorde periodiche con cadenza semestrale. Il tasso di interesse delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è indicizzato al parametro del tasso EURIBOR a 6 mesi.

A titolo orientativo, si riporta nel grafico che segue l'andamento del tasso EURIBOR a 6 mesi dal 31 agosto 2001 al 31 agosto 2011.



Fonte: Bloomberg.

L'evoluzione storica del parametro tasso EURIBOR a 6 mesi non è indicativa della futura performance del parametro stesso.

Al fine di esemplificare il rendimento delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile di seguito si riportano alcune ipotesi:

Scenario 1: Ipotesi meno favorevole per il sottoscrittore;

Scenario 2: Ipotesi intermedia;

Scenario 3: Ipotesi più favorevole per il sottoscrittore.

Le esemplificazioni dei rendimenti di seguito riportate sono effettuate sulla base di un Margine pari al valore più basso riportato nell'intervallo di Margine, ossia pari a 180 punti base.

Scenario 1: Ipotesi meno favorevole per il sottoscrittore

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi di variazione in diminuzione del parametro di indicizzazione prescelto.

Ipotizzando che il tasso annuo lordo della prima cedola sia fissato al 3,531% e che successivamente, l'EURIBOR 6 mesi si riduca progressivamente, di 0,05% per ogni periodo cedolare, come di seguito indicato, il rendimento effettivo annuo lordo a scadenza ed il rendimento effettivo annuo netto a scadenza calcolato con il metodo del "tasso interno di rendimento" è:

SCADENZE CEDOLARI	EURIBOR	TASSO DI INTERESSE	TASSO DI INTERESSE	
		ANNUO LORDO (EURIBOR+MARGINE)	ANNUO NETTO Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011
11 aprile 2012	1,731%	3,531%	3,090%	2,943%
11 ottobre 2012	1,681%	3,481%	3,046%	2,785%
11 aprile 2013	1,631%	3,431%	3,002%	2,745%
11 ottobre 2013	1,581%	3,381%	2,958%	2,705%
11 aprile 2014	1,531%	3,331%	2,915%	2,665%
13 ottobre 2014	1,481%	3,281%	2,871%	2,625%
13 aprile 2015	1,431%	3,231%	2,827%	2,585%
12 ottobre 2015	1,381%	3,181%	2,783%	2,545%
11 aprile 2016	1,331%	3,131%	2,740%	2,505%
11 ottobre 2016	1,281%	3,081%	2,696%	2,465%
11 aprile 2017	1,231%	3,031%	2,652%	2,425%
11 ottobre 2017	1,181%	2,981%	2,608%	2,385%
Rendimento effettivo annuo lordo a scadenza	3,339%			
Ipotesi a) – mancata				
Rendimento				
effettivo annuo	conversione del DL	2,917%		
netto a scadenza	138/2011			
	Ipotesi b) – conversione			
	del DL 138/2011	2,676%		

L'effetto fiscale è stato calcolato assumendo:

- Ipotesi a) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% (aliquota applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – non venga convertito in legge entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore);
- Ipotesi b) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% sugli interessi (compreso l'eventuale scarto di emissione) maturati fino al 31 dicembre 2011 e del 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012 (aliquote applicabili a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – venga convertito in legge – senza modificazioni, per le parti qui di interesse – entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore).

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto, alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

Con l'espressione "tasso interno di rendimento" si intende: "il tasso di interesse medio che porta il valore attuale dei flussi futuri di un investimento allo stesso valore del costo necessario ad operare quel dato investimento. Nel caso dell'investitore in obbligazioni, si tratta del tasso che rende equivalenti il prezzo pagato per le obbligazioni ai flussi futuri attualizzati da esse generati".

Scenario 2: Ipotesi intermedia

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi costanza del parametro di indicizzazione prescelto.

Ipotizzando che il tasso annuo lordo della prima cedola sia fissato al 3,531% e che successivamente, l'EURIBOR 6 mesi si mantenga costante per tutta la vita del titolo, il rendimento effettivo annuo lordo a scadenza ed il rendimento effettivo annuo netto a scadenza calcolato con il metodo del "tasso interno di rendimento" è:

SCADENZE CEDOLARI	EURIBOR	TASSO DI INTERESSE	TASSO DI INTERESSE	
		ANNUO LORDO	ANNUO NETTO	
		(EURIBOR+MARGINE)	Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011
11 aprile 2012	1,731%	3,531%	3,090%	2,943%
11 ottobre 2012	1,731%	3,531%	3,090%	2,825%
11 aprile 2013	1,731%	3,531%	3,090%	2,825%
11 ottobre 2013	1,731%	3,531%	3,090%	2,825%
11 aprile 2014	1,731%	3,531%	3,090%	2,825%
13 ottobre 2014	1,731%	3,531%	3,090%	2,825%
13 aprile 2015	1,731%	3,531%	3,090%	2,825%
12 ottobre 2015	1,731%	3,531%	3,090%	2,825%
11 aprile 2016	1,731%	3,531%	3,090%	2,825%
11 ottobre 2016	1,731%	3,531%	3,090%	2,825%
11 aprile 2017	1,731%	3,531%	3,090%	2,825%
11 ottobre 2017	1,731%	3,531%	3,090%	2,825%
Rendimento effettivo annuo lordo a scadenza	3,612%			
Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	3,157%			
Rendimento effettivo annuo netto a scadenza	Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011	2,896%		

L'effetto fiscale è stato calcolato assumendo:

Ipotesi a) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% (aliquota applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – non venga convertito in legge entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore);

Ipotesi b) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% sugli interessi (compreso l'eventuale scarto di emissione) maturati fino al 31 dicembre 2011 e del 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012 (aliquote applicabili a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – venga convertito in legge – senza modificazioni, per le parti qui di interesse – entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore).

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto, alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

Con l'espressione "tasso interno di rendimento" si intende: "il tasso di interesse medio che porta il valore attuale dei flussi futuri di un investimento allo stesso valore del costo necessario ad operare quel dato investimento. Nel caso dell'investitore in obbligazioni, si tratta del tasso che rende equivalenti il prezzo pagato per le obbligazioni ai flussi futuri attualizzati da esse generati".

Scenario 3: Ipotesi più favorevole per il sottoscrittore

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi di variazione in aumento del parametro di indicizzazione prescelto.

Ipotizzando che il tasso annuo lordo della prima cedola sia fissato al 3,531% e che successivamente, l'Euribor 6 mesi aumenti progressivamente, di 0,05% per ogni periodo cedolare, come di seguito indicato, il rendimento effettivo annuo lordo a scadenza ed il rendimento effettivo annuo netto a scadenza calcolato con il metodo del "tasso interno di rendimento" è:

SCADENZE CEDOLARI	EURIBOR	TASSO DI INTERESSE	TASSO DI INTERESSE	
		ANNUO LORDO	ANNUO NETTO	
		(EURIBOR+MARGINE)	Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011
11 aprile 2012	1,731%	3,531%	3,090%	2,943%
11 ottobre 2012	1,781%	3,581%	3,133%	2,865%
11 aprile 2013	1,831%	3,631%	3,177%	2,905%
11 ottobre 2013	1,881%	3,681%	3,221%	2,945%
11 aprile 2014	1,931%	3,731%	3,265%	2,985%
13 ottobre 2014	1,981%	3,781%	3,308%	3,025%
13 aprile 2015	2,031%	3,831%	3,352%	3,065%
12 ottobre 2015	2,081%	3,881%	3,396%	3,105%
11 aprile 2016	2,131%	3,931%	3,440%	3,145%
11 ottobre 2016	2,181%	3,981%	3,483%	3,185%
11 aprile 2017	2,231%	4,031%	3,527%	3,225%
11 ottobre 2017	2,281%	4,081%	3,571%	3,265%
Rendimento effettivo annuo lordo a scadenza	3,884%			
Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011				
Rendimento effettivo annuo netto a scadenza	3,396%			
Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011				
	3,114%			

L'effetto fiscale è stato calcolato assumendo:

- Ipotesi a) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% (aliquota applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – non venga convertito in legge entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore);
- Ipotesi b) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% sugli interessi (compreso l'eventuale scarto di emissione) maturati fino al 31 dicembre 2011 e del 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012 (aliquote applicabili a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – venga convertito in legge – senza modificazioni, per le parti qui di interesse – entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore).

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto, alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

Con l'espressione “tasso interno di rendimento” si intende: “il tasso di interesse medio che porta il valore attuale dei flussi futuri di un investimento allo stesso valore del costo necessario ad operare quel dato investimento. Nel caso dell'investitore in obbligazioni, si tratta del tasso che rende equivalenti il prezzo pagato per le obbligazioni ai flussi futuri attualizzati da esse generati”.

Comparazione con titoli non strutturati di similare durata

Scadenza	CCT (IT0004652175) ¹	OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO VARIABILE
	15/10/2017	11/10/2017
SCENARIO 1		
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	4,889%	3,339%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza		
Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	4,303%*	2,917%
Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011	4,303%*	2,676%
SCENARIO 2		
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	4,889%	3,612%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza		
Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	4,303%*	3,157%
Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011	4,303%*	2,896%
SCENARIO 3		
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	4,889%	3,884%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza		
Ipotesi a) – mancata conversione del DL 138/2011	4,303%*	3,396%
Ipotesi b) – conversione del DL 138/2011	4,303%*	3,114%

¹ Fonte: Bloomberg, rilevato in data 7 settembre 2011.

* Ai sensi dell'art. 2, comma 7, lett. a) del D.L. n. 138 del 2011, la nuova aliquota al 20% non si applica a interessi ed altri proventi relativi ai titoli di debito pubblico ricompresi nell'art. 31 del DPR n. 601 del 1973.

L'effetto fiscale è stato calcolato assumendo:

- Ipotesi a) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% (aliquota applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – non venga convertito in legge entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore);
- Ipotesi b) l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 12,5% sugli interessi (compreso l'eventuale scarto di emissione) maturati fino al 31 dicembre 2011 e del 20% sugli interessi maturati a decorrere dal 1° gennaio 2012 (aliquote applicabili a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale, qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 – i cui effetti fiscali saranno meglio illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto – venga convertito in legge – senza modificazioni, per le parti qui di interesse – entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore). Questa aliquota al 20% – ai sensi dell'art. 2, comma 7, del D.L. n. 138 del 2011 – non è applicabile ai proventi relativi ai titoli di debito pubblico ricompresi nell'art. 31 del DPR n. 601 del 1973.

Si evidenzia che, in entrambe le ipotesi sopra indicate, nel caso di successivo acquisto da parte di terzi investitori, l'eventuale differenza (positiva o negativa) fra il prezzo di acquisto e il valore di rimborso costituisce plusvalenza o minusvalenza tassabile al momento del realizzo nei modi e nei termini illustrati nella successiva Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, del presente Prospetto.

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

5. INFORMAZIONI SULL'EMITTENTE

5.1 STORIA ED EVOLUZIONE DELL'EMITTENTE

L'ENI, Ente Nazionale Idrocarburi, è stato istituito con la Legge n. 136 del 10 Febbraio 1953 come ente pubblico economico. Con il Decreto Legge n. 333 dell'11 luglio 1992 (convertito, con modifiche, in Legge n. 359 dell'8 Agosto 1992) è stato trasformato in società per azioni con l'attuale denominazione di Eni S.p.A., il cui capitale sociale era detenuto dal governo italiano attraverso l'allora Ministero del Tesoro.

Eni, presente in circa 80 paesi con circa 79.900 dipendenti, è impegnata nella ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale, nella petrolchimica e nell'ingegneria e costruzioni.

In base allo Statuto, la durata della Società è stabilita al 31 dicembre 2100 e potrà essere prorogata, una o più volte, con deliberazione dell'Assemblea degli azionisti.

5.1.1 La denominazione sociale dell'Emittente

La denominazione sociale dell'Emittente è "Eni S.p.A."

5.1.2 Luogo di registrazione dell'Emittente e suo numero di registrazione

Eni è iscritta presso il Registro delle Imprese di Roma al n. 00484960588, REA 756453.

L'indirizzo *internet* dell'Emittente è: www.eni.com.

5.1.3 Data di costituzione e durata dell'Emittente

L'ENI, Ente Nazionale Idrocarburi, è stato istituito con la Legge n. 136 del 10 Febbraio 1953 come ente pubblico economico. Nel 1992, l'Ente Nazionale Idrocarburi è stato trasformato nella società per azioni "Eni S.p.A.", con durata stabilita sino al 31 dicembre 2100, prorogabile, una o più volte, tramite delibera dell'Assemblea degli azionisti.

5.1.4 Domicilio e forma giuridica dell'Emittente, legislazione in base alla quale opera, paese di costituzione, nonché indirizzo e numero di telefono della sede sociale (o della principale sede di attività, se diversa dalla sede sociale)

Eni è costituita in forma di società per azioni ed opera in base alla legge italiana ed ha la sua sede sociale in Roma, Piazzale E. Mattei n. 1 (numero di telefono +39 06 59821) ed ha due sedi secondarie: (i) in San Donato Milanese (MI), Via Emilia n. 1 (tel. +39 02 5201) e (ii) in San Donato Milanese (MI), Piazza E. Vanoni n. 1 (tel. +39 02 5201).

5.1.5 Eventi recenti sostanzialmente rilevanti per la valutazione della solvibilità dell'Emittente

L'Emittente ritiene che non sussistano eventi recenti sostanzialmente rilevanti per la valutazione della sua solvibilità.

Per un'informativa completa relativa alle operazioni societarie ed ai fatti di rilievo inerenti all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e agli eventi recenti che coinvolgono la Società ed il Gruppo, si invitano gli investitori a leggere attentamente le relative informazioni riportate nella Relazione finanziaria annuale del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e nella Relazione finanziaria semestrale del Gruppo al 30 giugno 2011, messi a disposizione del

pubblico sul sito *internet* www.eni.com e presso la sede sociale della Società ed inclusi mediante riferimento nel presente Prospetto Informativo, come meglio specificato nei Paragrafi 13.1 e 17, nonché nei comunicati stampa di volta in volta divulgati dall'Emittente, ugualmente accessibili secondo le modalità sopra indicate.

Per una descrizione delle principali operazioni effettuate da Eni, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 15.

5.2 INVESTIMENTI

5.2.1 Descrizione dei principali investimenti effettuati dal Gruppo successivamente all'ultimo bilancio pubblicato al 31 dicembre 2010

(A) Investimenti tecnici

<i>(milioni di Euro)</i>	I semestre		Var. %
	2010	2011	
Exploration & Production	5.150	4.719	(8,4)
Gas & Power	677	725	7,1
Refining & Marketing	267	316	18,4
Petrochimica	71	115	62,0
Ingegneria & Costruzioni	792	551	(30,4)
Altre attività	19	3	(84,2)
Corporate e società finanziarie	50	62	24,0
Elisioni di consolidamento	81	124	
	7.107	6.615	(6,9)

Gli investimenti tecnici nel primo semestre 2011 di Euro 6.615 milioni (Euro 7.107 milioni nel primo semestre 2010) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (Euro 3.432 milioni), in particolare in Algeria, Kazakhstan, Norvegia, Stati Uniti, Italia, Angola e Congo, nonché l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi per Euro 757 milioni principalmente in Nigeria e le attività di ricerca esplorativa (Euro 489 milioni), con investimenti concentrati per il 96% all'estero, in particolare in Angola, Ghana, Australia, Stati Uniti, Egitto, Indonesia e Norvegia;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (Euro 374 milioni) e di distribuzione del gas (Euro 152 milioni), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (Euro 131 milioni);
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (Euro 249 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la ristrutturazione e il rebranding di stazioni di servizio in Italia e all'estero (Euro 61 milioni);
- il settore *Ingegneria & Costruzioni* (Euro 551 milioni) per la modernizzazione della flotta.

(B) Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda

Gli investimenti in partecipazioni nel primo semestre 2011 di Euro 128 milioni riguardano essenzialmente operazioni sul capitale di entità valutate all'equity impegnate nella realizzazione di progetti di investimento nell'interesse del Gruppo. In particolare comprendono la

sottoscrizione dell'aumento del capitale di Angola LNG Ltd (Euro 69 milioni) e la sottoscrizione del capitale della società neo costituita Est Più S.p.A. (Euro 29 milioni).

I disinvestimenti di partecipazioni di controllo e minoritarie sono state complessivamente di Euro 10 milioni.

5.2.2 Descrizione dei principali investimenti effettuati dal Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009

(A) Investimenti tecnici

<i>(milioni di Euro)</i>	2009	2010	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	9.486	9.690	204	2,2
Gas & Power	1.686	1.685	(1)	(0,1)
Refining & Marketing	635	711	76	12,0
Petrochimica	145	251	106	73,1
Ingegneria & Costruzioni	1.630	1.552	(78)	(4,8)
Altre Attività	44	22	(22)	(5,0)
Corporate e società finanziarie	57	109	52	91,2
Effetto eliminazione utili interni	12	(150)	(162)	
Investimenti tecnici	13.695	13.870	175	1,3

Gli investimenti tecnici di Euro 13.870 milioni (Euro 13.695 milioni nel 2009) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (Euro 8.578 milioni) in particolare in Egitto, Kazakhstan, Congo, Stati Uniti ed Algeria;
- le attività di ricerca esplorativa (Euro 1.012 milioni), con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Angola, Nigeria, Stati Uniti, Indonesia e Norvegia;
- il settore *Ingegneria & Costruzioni* (Euro 1.552 milioni) per l'*upgrading* della flotta;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (Euro 842 milioni) e di distribuzione del gas (Euro 328 milioni), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (Euro 250 milioni);
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (Euro 446 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (Euro 246 milioni).

(B) Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda

Nel 2010 Eni ha eseguito investimenti in partecipazioni di controllo e minoritarie per l'ammontare complessivo di Euro 410 milioni al netto delle disponibilità liquide presenti nelle società o aziende acquisite pari a Euro 55 milioni. A tale ammontare sono da aggiungere Euro 33 milioni di debiti finanziari acquisiti.

Le partecipazioni di controllo acquisite e il relativo investimento di acquisizione sono state:

<i>(milioni di Euro)</i>	Prezzo di acquisto	- disponibilità liquide acquisite	Investimento da rendiconto finanziario	Debiti finanziari acquisiti
Eni Mineralölhandel GmbH	113	(28)	85	
Altergaz SA	39	(16)	23	33
Rami d'azienda	29	(11)	18	
Minsk Energy Resources	17		17	
	198	(55)	143	33

- Eni Mineralölhandel GmbH è una società con sede in Austria, proprietaria di una rete di distribuzione di prodotti petroliferi con 114 impianti, attività extrarete, asset nel business avio e attività complementari di logistica e stoccaggio;
- Altergaz è attiva nella vendita di gas ai segmenti middle e retail in Francia. Eni ne ha acquisito il controllo attraverso più acquisti, in diversi momenti: da ultimo nel dicembre 2010 Eni ha rilevato il 15% del capitale sociale in mano ai soci fondatori a seguito di esercizio di put option che ha portato la propria partecipazione al 55% e, quindi, al controllo della società.
- Minsk Energy Resources è stata acquisita con la finalità di rilevare le licenze esplorative in aree localizzate nel bacino Baltico in Polonia con promettenti risorse di gas shale.

Le partecipazioni minoritarie acquisite che comprendono operazioni sul capitale di entità valutate all'equity impegnate nella realizzazione di progetti di investimento nell'interesse del Gruppo sono state:

<i>(milioni di Euro)</i>	Investimento da rendiconto finanziario
Angola LNG Ltd	183
Polimeri Europa Elastomeres France SA	26
Artic Russia BV	22
Altri aumenti	36
	267

I disinvestimenti di partecipazioni di controllo e minoritarie sono state complessivamente di Euro 784 milioni al netto della cassa ceduta di Euro 267 milioni.

Le partecipazioni di controllo disinvestite e il relativo incasso sono stati:

<i>(milioni di Euro)</i>	Prezzo di cessione	Disponibilità liquide presenti in società	Incasso da rendiconto finanziario
Società Padana Energia S.p.A.	179	(12)	167
GreenStream BV	75	(5)	70
Distri RE SA	228	(250)	(22)
	482	(267)	215

- La Società Padana Energia è attiva nella ricerca e produzione di idrocarburi in Italia. Il disinvestimento si inquadra nella strategia di uscita da asset marginali;
- Greenstream è la società che gestisce l'omonimo gasdotto per l'importazione del gas libico. La cessione ha riguardato il 25% del capitale;

- Distri Re è una società di servizi finanziari e assicurativi originariamente acquisita con il Gruppo Distrigaz e ceduta in quanto non strategica.

Altre cessioni relative a partecipazioni minoritarie compresi eventuali rimborsi di capitale sono state:

<i>(milioni di Euro)</i>	Incasso da rendiconto finanziario
Rimborsi di capitale Artic Russia BV	526
Doris Engineering SA	31
Altri disinvestimenti	12
	569

5.2.3 Investimenti futuri già deliberati dal Gruppo

Eni, in data 10 marzo 2011, ha approvato il piano strategico per il quadriennio 2011-2014 (il “**Piano Strategico**”) che prevede un programma di investimenti di Euro 53,3 miliardi, di cui Euro 39,1 miliardi (oltre il 70% degli investimenti programmati) dedicati alla ricerca, sviluppo e produzione delle riserve di petrolio e gas.

Di seguito si analizzano i principali progetti di investimento per settore:

Exploration & Production

In questo settore il Piano Strategico di Eni prevede investimenti pari ad Euro 39,1 miliardi a supporto della crescita organica e delle iniziative di esplorazione. In particolare, gli investimenti a supporto della crescita organica ammontano a circa Euro 32,2 miliardi e riguardano in particolare il mantenimento del *plateau* produttivo dei giacimenti in Iraq, Norvegia, Kazakhstan, Angola, Italia, Congo, Nigeria, Algeria e USA. Gli investimenti pianificati per le attività di ricerca ammontano a circa Euro 3,6 miliardi. Sono previsti, inoltre, investimenti relativi allo sviluppo della capacità di trasporto ed alla realizzazione di infrastrutture di produzione GNL attraverso società collegate per circa Euro 1,8 miliardi.

Gas & Power

In questo settore, il Piano Strategico di Eni prevede investimenti pari ad Euro 7,5 miliardi. I principali investimenti previsti dal Piano Strategico riguarderanno lo sviluppo e il miglioramento della rete di trasporto italiana del gas attraverso investimenti di Euro 4,1 miliardi. Euro 1,3 miliardi saranno destinati allo sviluppo delle reti di distribuzione del gas.

Nella generazione elettrica gli investimenti in programma ammontano a circa Euro 0,8 miliardi. Ulteriori Euro 1 miliardo sono previsti nell’espansione della capacità di stoccaggio.

Refining & Marketing

In questo settore, il Piano Strategico di Eni prevede investimenti pari ad Euro 2,9 miliardi focalizzati su progetti di upgrading della conversione e della flessibilità delle raffinerie, in particolare con il completamento e l’entrata in esercizio del progetto EST presso Sannazzaro, per cogliere le opportunità offerte dall’evoluzione della domanda nei distillati medi e ampliare la possibilità di lavorare cariche diverse e di bassa qualità. Gli investimenti nella rete sono destinati a realizzare nuovi impianti, migliorare gli *standard* qualitativi degli impianti e a completarne il processo di *rebranding*.

5.2.4 Informazioni riguardanti le fonti previste dei finanziamenti necessari per adempiere agli impegni di cui al precedente Paragrafo 5.2.3

Eni ritiene di finanziare il programma di investimenti pianificati per il periodo 2011-2014 con i flussi finanziari della gestione e gli incassi dalle dismissioni programmate. Inoltre, i surplus finanziari della gestione in base ai piani del management consentiranno di sostenere la politica del dividendo e di contenere progressivamente il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto rispetto al valore di bilancio 2010. Tali proiezioni finanziarie sono basate sullo scenario aziendale di prezzo del Brent a 70\$/barile costanti nel quadriennio utilizzato per valutare la compatibilità tra fonti e impieghi finanziari nel quadriennio.

6. PANORAMICA DELLE ATTIVITÀ

6.1 PRINCIPALI ATTIVITÀ

6.1.1 Descrizione delle principali attività dell’Emittente con l’indicazione delle principali categorie di prodotti e/o servizi prestati

Eni è un’impresa integrata nell’energia, impegnata a crescere nell’attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale.

I principali settori di attività di Eni, descritti nei paragrafi che seguono, sono:

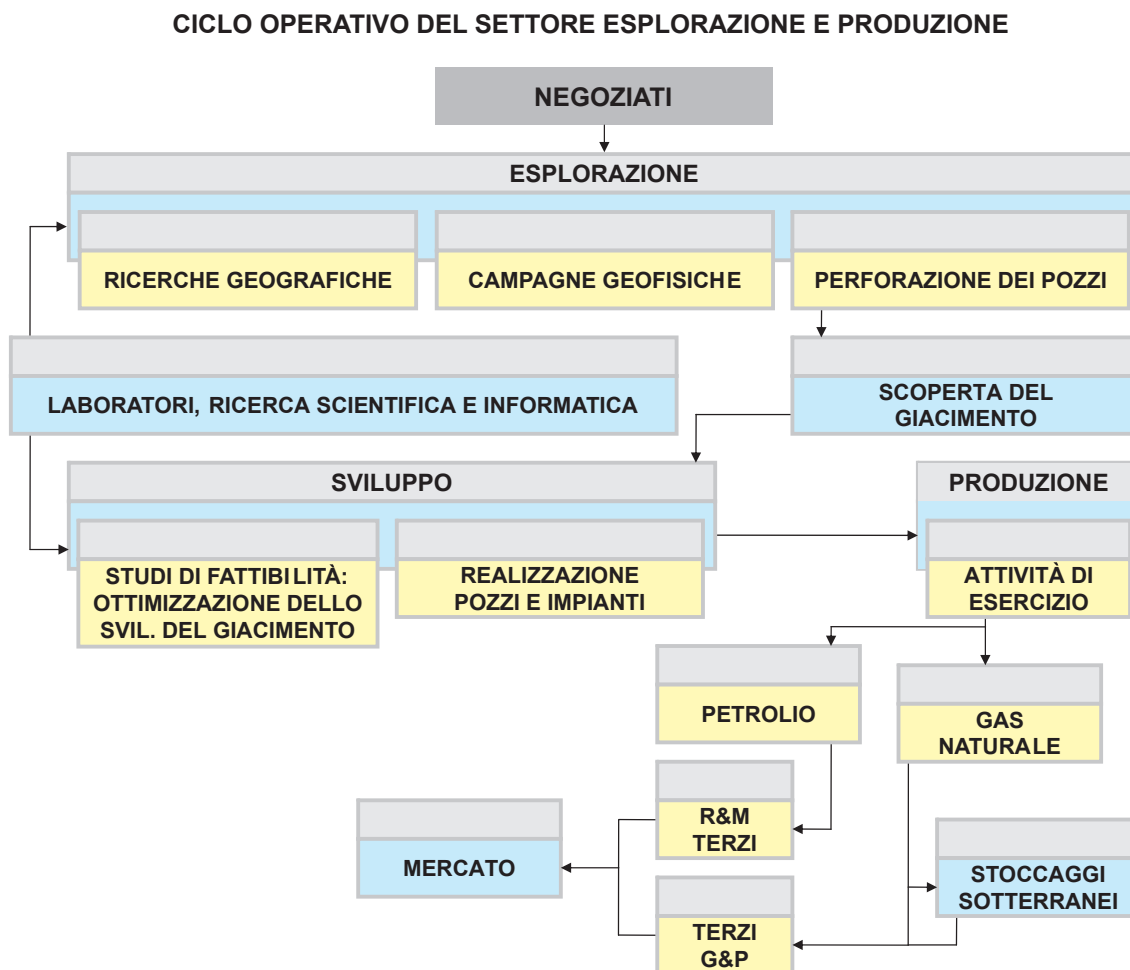
- (A) Exploration & Production;*
- (B) Gas & Power;*
- (C) Refining & Marketing;*
- (D) Petrolchimica;*
- (E) Ingegneria & Costruzioni;*
- (F) Altre attività;*
- (G) Corporate e società finanziarie.*

Per una migliore comprensione dei termini tecnici utilizzati per descrivere le attività svolte dall’Emittente, si invitano gli investitori a consultare l’apposito “Glossario”.

(A) Exploration & Production

Il settore *Exploration & Production* svolge attività di ricerca, sviluppo ed estrazione di petrolio e gas naturale. Le operazioni sono condotte in 39 paesi fra cui l’Italia, il Regno Unito, la Norvegia, la Libia, l’Egitto, l’Angola, la Nigeria, il Congo, l’Algeria, gli Stati Uniti d’America (Golfo del Messico e Alaska), il Kazakhstan, l’Iraq, il Pakistan, la Russia e l’Australia.

Il grafico che segue rappresenta il ciclo operativo del settore *Exploration & Production*.



Descrizione delle attività

Il proprietario dei diritti minerari è di norma lo Stato, con il quale Eni, in qualità di contrattista, stipula un contratto petrolifero per lo sfruttamento di tali diritti.

A seconda dello Stato e della specifica normativa petrolifera ivi vigente, il contratto petrolifero stipulato può rientrare in una delle seguenti tipologie:

- **Contratto di concessione**: contratto utilizzato prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'ambito dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di *royalty* sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.
- **Production Sharing Agreement**: contratto utilizzato negli Stati produttori dell'area non OCSE, caratterizzato dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale è di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e di produzione di idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con tale contratto, il committente (la società nazionale) affida al contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari. Il committente, in quanto titolare

dei diritti minerari, detiene, in linea di principio, la titolarità di tutta la produzione, mentre i diritti del contrattista hanno una natura puramente contrattuale. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del contrattista e che la produzione sia suddivisa in due parti: una (*Cost Oil*) destinata al recupero dei costi del contrattista; l'altra (*Profit Oil*) suddivisa a titolo di profitto tra il committente e il contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda degli Stati.

- *Service Contract*: contratto utilizzato negli Stati in cui l'intestazione del titolo minerario e l'esclusiva della ricerca sono attribuiti alla società nazionale di Stato. Quest'ultima società si avvale dei servizi di una società petrolifera, generalmente straniera (contrattista) che oltre ad essere fornitore di servizi e capitali, è interessata ai risultati delle operazioni petrolifere, in quanto ne sopporta il rischio minerario e finanziario. Il contrattista ha l'obbligo di consegnare alla società nazionale di Stato tutti gli idrocarburi prodotti senza che sia operata alcuna ripartizione della produzione. Il corrispettivo spettante al contrattista consiste in un rimborso per gli investimenti effettuati e in una remunerazione (*service fee*) determinata in funzione di più variabili (quali, a titolo esemplificativo, il livello produttivo ed il prezzo di vendita del greggio).

Per lo svolgimento delle operazioni di esplorazione e sfruttamento degli idrocarburi, Eni può, inoltre, stipulare appositi contratti di *joint venture* in cui è determinata la struttura deputata alla conduzione delle operazioni, i ruoli dei singoli consorziati (c.d. *co-ventures*), l'allocazione dei costi e la procedura per la ripartizione della produzione. È prassi consolidata nell'industria petrolifera nominare in qualità di operatore uno dei *co-ventures*.

Nel contesto dei singoli contratti, devono poi essere definiti l'area nella quale si svolgerà la ricerca, la durata dell'accordo, gli impegni minimi di lavoro e di spesa (*commitment*), la ripartizione della produzione nonché le tasse (ed, eventualmente, le *royalties*, nelle ipotesi di Contratto di concessione) che il contrattista sarà tenuto a pagare allo Stato per l'attività mineraria svolta.

Le fasi dell'attività del settore *Exploration & Production* sono le seguenti:

1. Esplorazione

L'attività di esplorazione è finalizzata al ritrovamento di accumuli di gas naturale (eventualmente associato a condensato) e/o di olio greggio.

La scelta dell'area per una campagna esplorativa è valutata in funzione della possibilità e della probabilità di una scoperta, basandosi su un certo numero di elementi geologici fondamentali (studi e ricerche, conoscenza dell'area, valutazione del rischio minerario), oltre che su considerazioni di carattere economico.

Le operazioni esplorative iniziano con la prospezione geofisica, che comprende le operazioni necessarie all'individuazione delle trappole (serbatoi di rocce che consentono la formazione e l'accumulo di idrocarburi); i pozzi esplorativi hanno il compito di accertare se la trappola contenga idrocarburi, di che tipo e in quale quantità, e di verificare se il modello geologico del sottosuolo che è stato adottato sia effettivamente quello previsto.

2. Sviluppo

Per recuperare gli idrocarburi occorre mettere in produzione il giacimento, perforando un numero ottimale di pozzi di produzione ed installando le attrezzature necessarie per liberare il gas e l'olio dalle componenti indesiderate (particelle solide, acqua, sali, etc.) e per separare la fase liquida del petrolio da quella gassosa. La perforazione dei pozzi di sviluppo consente, poi, di stabilire se tali accumuli potenziali contengano effettivamente idrocarburi in quantità economicamente producibile (c.d. "Riserve", che, a seconda del grado di certezza relativa al loro recupero, saranno identificate come Riserve Certe, Riserve Probabili e Riserve Possibili).

Nell'ambito dei *Production Sharing Agreement*, i costi sostenuti da Eni per l'attività di esplorazione e di sviluppo del giacimento sono recuperati attraverso il meccanismo tipico di tale tipologia contrattuale.

3. Produzione

Una volta completato lo sviluppo, iniziano le attività di produzione, attraverso le quali, gli idrocarburi sono estratti dal giacimento, trattati negli impianti e inviati al mercato tramite *pipeline* o navi.

In alcuni casi, il gas naturale prodotto è stoccato in giacimenti sotterranei, appositamente predisposti, da dove sarà utilizzato successivamente per modulare la quantità di gas da erogare in funzione dei picchi di consumo, giornalieri o stagionali, e per consentire l'ottimizzazione della produzione dai giacimenti.

4. Commercializzazione

La commercializzazione del petrolio avviene sul mercato nazionale e internazionale in funzione delle esigenze dello Stato ospite e delle opportunità del momento e con prezzi determinati che variano giornalmente.

Il gas è generalmente venduto con contratti di lungo termine, sottoscritti in molti casi prima della fase di sviluppo del giacimento.

Dati finanziari ed operativi

Nel 2010 la produzione di idrocarburi di Eni ha raggiunto il livello di 1,815 milioni di boe/giorno, in aumento del 1,1% rispetto al 2009, per effetto delle produzioni incrementali di 12 giacimenti avviati nell'esercizio (in particolare Iraq, Mare Adriatico, Tunisia, Norvegia ed Egitto).

Al 31 Dicembre 2010, le Riserve Certe di idrocarburi determinate sulla base del prezzo di riferimento di 79 Dollari Statunitensi al barile per il *marker Brent*, ammontano a 6,84 miliardi di boe (+2,5% rispetto al 2009).

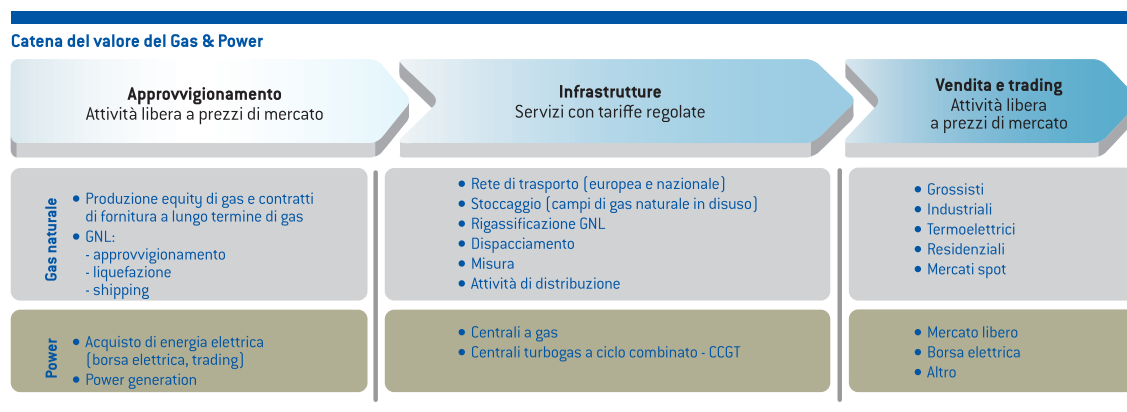
Il tasso di rimpiazzo delle Riserve Certe è stato del 125%. La vita utile media residua delle Riserve Certe è di 10,3 anni (10,2 anni al 31 dicembre 2009).

Nel 2010, il settore *Exploration & Production* ha conseguito ricavi per Euro 29.497 milioni (comprese le vendite infragruppo) ed un utile operativo di Euro 13.866 milioni.

(B) Gas & Power

Nel settore *Gas & Power*, Eni è presente in tutte le fasi della catena del valore del gas: approvvigionamento, trasporto, rigassificazione, stoccaggio, distribuzione, *trading* e marketing, nonché nelle attività di generazione e vendita di energia elettrica.

Nel grafico che segue è rappresentata la catena del valore del settore *Gas & Power* di Eni:



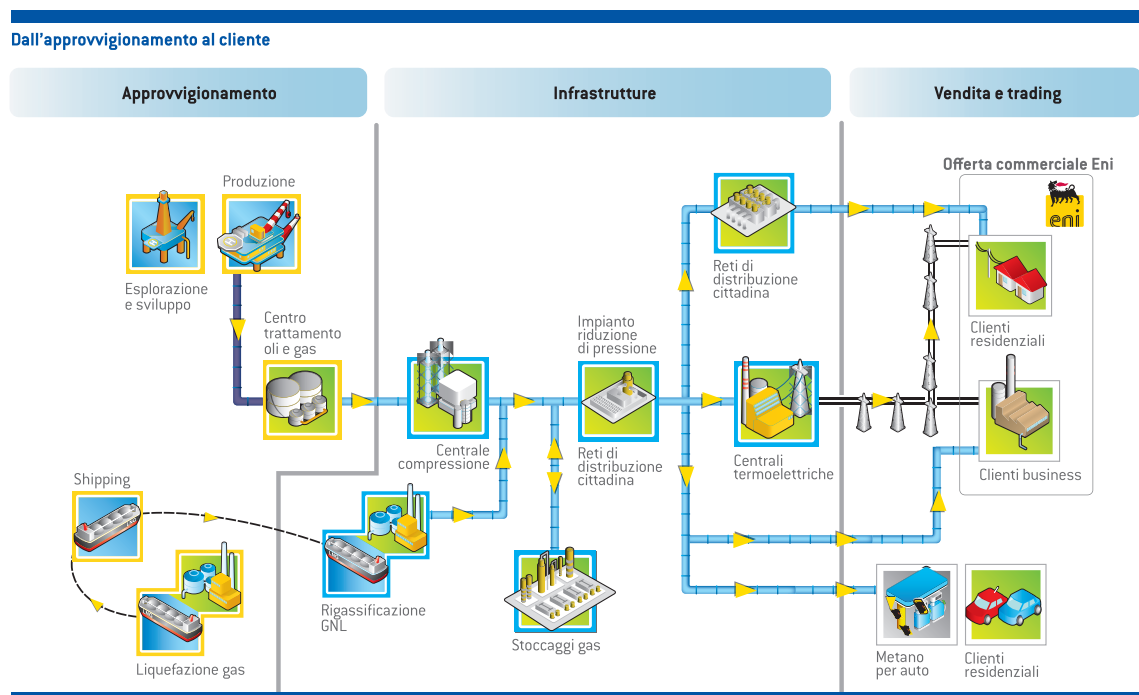
I principali vantaggi competitivi del settore *Gas & Power* sono rappresentati dalla disponibilità di gas con contratti di lungo termine, dall'ampia base clienti, dalla presenza in più mercati, dall'accesso alle infrastrutture, dal know-how e dalle relazioni di lungo termine con i paesi produttori.

L'attività di approvvigionamento non è regolamentata e i prezzi si determinano dall'incontro tra domanda e offerta. Le disponibilità di gas naturale sono assicurate da contratti di produzione e di commercializzazione a lungo termine o da acquisti sui mercati spot che stanno assumendo un ruolo rilevante; nel caso dell'energia elettrica, le disponibilità dipendono dall'accesso alle contrattazioni sulla borsa elettrica (nell'ambito dell'attività di *trading*) e dall'attività di generazione.

In Italia, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ("AEEG") determina, tra l'altro, le modalità di accesso, le tariffe e i livelli di qualità dei servizi erogati tramite le infrastrutture della filiera del gas naturale (campi di stoccaggio, reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, rigassificazione).

Con la completa liberalizzazione del mercato dell'energia, tutti i consumatori possono scegliere il proprio fornitore di elettricità e gas, valutare la qualità dei servizi e ricercare le offerte più adatte alle proprie esigenze. In Italia, la vendita al mercato al dettaglio è caratterizzata da prezzi regolati dall'AEEG per i soli clienti c.d. "tutelati", in prevalenza residenziali e piccole imprese con consumi inferiori ai 200.000 metri cubi, che non hanno ancora scelto di entrare nel mercato libero.

Il grafico che segue rappresenta il percorso dell'approvvigionamento del gas per il cliente finale:



Descrizione dell'attività

1. Mercato

1.1 Gas Naturale

L'ampia disponibilità di gas naturale di produzione, di acquisto con contratti di fornitura di lungo termine con i principali Stati produttori, l'accesso alle infrastrutture della filiera del GNL nonché a quelle di stoccaggio, assicura ad Eni un solido vantaggio competitivo derivante dalla sicurezza, dalla flessibilità e dalla continuità degli approvvigionamenti grazie alla diversificazione delle fonti, alla provenienza ed alle modalità di trasporto. I contratti di lungo termine di cui è parte Eni, che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas e escluso l'approvvigionato delle altre società consolidate e collegate), hanno una vita residua media di circa 19 anni con formule di prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile etc.).

1.2 GNL

Eni è presente con le sue attività in tutte le fasi della filiera del GNL: liquefazione, shipping, rigassificazione e vendita attraverso una presenza diretta e tramite società collegate e joint-venture. La presenza di Eni nel business del GNL è strumentale alla valorizzazione dell'ampia base di riserve in Africa.

1.3 Generazione elettrica

L'attività di generazione di energia elettrica è condotta da Eni presso i siti di Ferrara Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano.

2. Trasporto internazionale e business regolati

2.1 Trasporto internazionale

Eni dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nordafricani funzionale all'importazione in Italia del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord e Libia.

Cessione delle partecipazioni nelle società operanti nei gasdotti in Svizzera, Germania e Austria

Il 29 settembre 2010, Eni ha concordato con la Commissione Europea impegni a dismettere i propri asset nel trasporto internazionale (i gasdotti TAG (Austria) e TENP/Transitgas (Germania/Svizzera), interconnesse al sistema italiano di trasporto) in Nord Europa per presunto abuso di posizione dominante, ai sensi dell'art. 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea. Nell'ambito di tali impegni, il 10 giugno 2011 Eni ha sottoscritto con Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. ("CDP") un contratto di compravendita che prevede la cessione dell'89% del capitale sociale di Trans Austria Gasleitung GmbH ("TAG"), cui corrisponde una partecipazione del 94% ai risultati economici. TAG è la società titolare dei diritti di trasporto relativi al tratto austriaco del gasdotto che collega la Russia all'Italia. Alla data del presente Prospetto Informativo l'operazione di cessione, soggetta ad approvazione della Commissione Europea, prevede il pagamento di un prezzo pari a 483 milioni di Euro, oltre al rimborso di un finanziamento erogato da Eni alla società pari a circa 192 milioni di Euro; tali importi saranno oggetto di un aggiustamento alla data del closing come da prassi di mercato. Le parti hanno inoltre concordato meccanismi di *earn - out*⁵ collegati al verificarsi di determinati eventi.

Alla conclusione dell'operazione, rimarranno inalterati i diritti di trasporto di gas contrattualizzati con clausola ship-or-pay da Eni con TAG.

Alla data del presente Prospetto Informativo proseguono le procedure di dismissione delle partecipazioni Eni negli altri due gasdotti TENP (Germania) e Transitgas (Svizzera) nel pacchetto di impegni con la Commissione Europea funzionali all'importazione di gas dal

⁵ Formula attraverso la quale parte del pagamento del prezzo di acquisto di un bene è vincolato al verificarsi di determinate condizioni future economiche, finanziarie o patrimoniali.

Nord Europa. I rimedi negoziati con la Commissione lasciano inalterati i diritti di trasporto di gas contrattualizzati da Eni.

2.2 Business regolati Italia

Attraverso Snam Rete Gas (controllata al 52,54%), e le controllate indirette Stogit e Italgas le cui partecipazioni sono state cedute a Snam Rete Gas nell'ambito di un'operazione con parti correlate eseguita nel 2009, Eni gestisce la quasi totalità della rete di trasporto di gas in Italia, il terminale di rigassificazione di Panigaglia, un'ampia rete di distribuzione locale e i depositi di stoccaggio con relative *facility*.

2.2.1 Trasporto Italia e GNL

Snam Rete Gas, società quotata, possiede la quasi totalità della rete nazionale di trasporto del gas, nonché il terminale di rigassificazione del gas naturale di Panigaglia (La Spezia). Ai sensi del Decreto Letta, le attività di trasporto e di rigassificazione in quanto di pubblico interesse sono regolamentate dall'AEEG che stabilisce la metodologia di calcolo delle tariffe, fissando, in particolare, il rendimento del capitale investito, il periodo di regolazione, gli incentivi sui nuovi investimenti. Si tratta, pertanto, di attività con un contenuto profilo di rischio, in grado di conseguire risultati stabili nel tempo. Si precisa che il Decreto Letta prevede l'obbligo in capo alle imprese che gestiscono reti di trasporto del gas di dare accesso alle imprese che ne facciano richiesta, rispettando il principio della parità di trattamento, alle condizioni previste in un apposito "codice di rete", predisposto dalla società che gestisce la rete ed approvato dall'AEEG.

2.2.2 Attività di distribuzione

L'attività di distribuzione, esercitata tramite la controllata Italgas, consiste nel trasporto di gas naturale attraverso reti locali di gasdotti prevalentemente a bassa pressione per la consegna ai clienti finali del settore civile, del terziario e della piccola industria in ambito urbano. A norma del Decreto Letta, l'attività di distribuzione, in quanto pubblico servizio, è regolamentata dall'AEEG che stabilisce la metodologia di calcolo delle tariffe, fissando, in particolare, il rendimento del capitale investito, il periodo di regolazione, gli incentivi sui nuovi investimenti. Si tratta, pertanto, di un'attività con un contenuto profilo di rischio, in grado di conseguire risultati stabili nel tempo. L'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio da parte degli enti pubblici locali.

2.2.3 Attività di stoccaggio

Attraverso la consociata Stoccaggi Gas Italia S.p.A., Eni opera nel settore dello stoccaggio di gas naturale in regime di concessione. A norma del Decreto Letta, l'attività di stoccaggio, in quanto pubblico servizio, è regolamentata dall'AEEG che stabilisce la metodologia di calcolo delle tariffe, fissando, in particolare, il rendimento del capitale investito, il periodo di regolazione, gli incentivi sui nuovi investimenti. Si tratta, pertanto, di un'attività con un contenuto profilo di rischio, in grado di conseguire risultati stabili nel tempo. I servizi di stoccaggio sono prestati attraverso le otto concessioni operative, di cui quattro localizzate in Lombardia (Brugherio, Ripalta, Sergnano e Settala), tre in Emilia Romagna (Cortemaggiore, Minerbio e Sabbioncello) e una in Abruzzo (Fiume Treste).

Dati finanziari ed operativi

Nel 2010, le vendite di gas di Eni sono state di 97,06 miliardi di metri cubi – comprese le vendite del settore di *Exploration & Production* in Europa e nel Golfo del Messico (5,65 miliardi di metri cubi), delle società collegate (9,41 miliardi di metri cubi) e gli autoconsumi (6,19 miliardi di metri cubi) – in flessione del 6,4% rispetto al 2009 per effetto essenzialmente della rilevante contrazione dei volumi commercializzati in Italia a causa dell'intensa pressione competitiva in un quadro di eccesso di offerta e contenuta dinamica della domanda. Inoltre gli importatori in Italia riforniti da Eni hanno ridotto i ritiri a causa della debolezza del mercato italiano. Questi effetti negativi sono stati compensati dalla crescita organica in alcuni mercati europei.

Nel 2010, le vendite in Italia sono state di 34,29 miliardi di metri cubi (compresi gli autoconsumi) in flessione del 14,4% rispetto al 2009. Nonostante la pressione competitiva, le vendite nei mercati europei target hanno registrato un *trend* positivo con un incremento del 2,5% legato principalmente alla crescita organica in Francia, Nord Europa (inclusa UK), Germania/Austria e Penisola Iberica parzialmente assorbiti dalle flessioni in Turchia, Belgio e Ungheria.

Eni, attraverso Snam Rete Gas, società quotata di cui l'Emittente possiede una quota pari al 52,54% del capitale sociale, possiede la quasi totalità della rete nazionale di trasporto del gas, nonché il terminale di rigassificazione del gas naturale di Panigaglia (La Spezia). Nel 2010 i volumi trasportati in Italia sono stati 83,32 miliardi di metri cubi.

Eni, attraverso Italgas e altre società controllate, esercita l'attività di distribuzione in 1.330 comuni italiani fornendo 5,8 milioni di utenze. Nel 2010, i volumi distribuiti sono stati pari a 8,15 miliardi di metri cubi.

Nel corso del 2010, Eni ha commercializzato 39,54 Terawattora di energia elettrica principalmente sul mercato italiano.

La produzione di energia elettrica, nel 2010, è stata pari a 25,63 Terawattora (con un incremento di 1,54 Terawattora rispetto al 2009, pari al 6,4%), per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso i siti di Brindisi e Livorno; al 31 dicembre 2010 la potenza installata in esercizio è di 5,3 Gigawatt.

Nel 2010, il settore Gas & Power ha conseguito ricavi per Euro 29.576 milioni (comprese le vendite infragruppo) e un utile operativo di Euro 2.896 milioni.

(C) Refining & Marketing

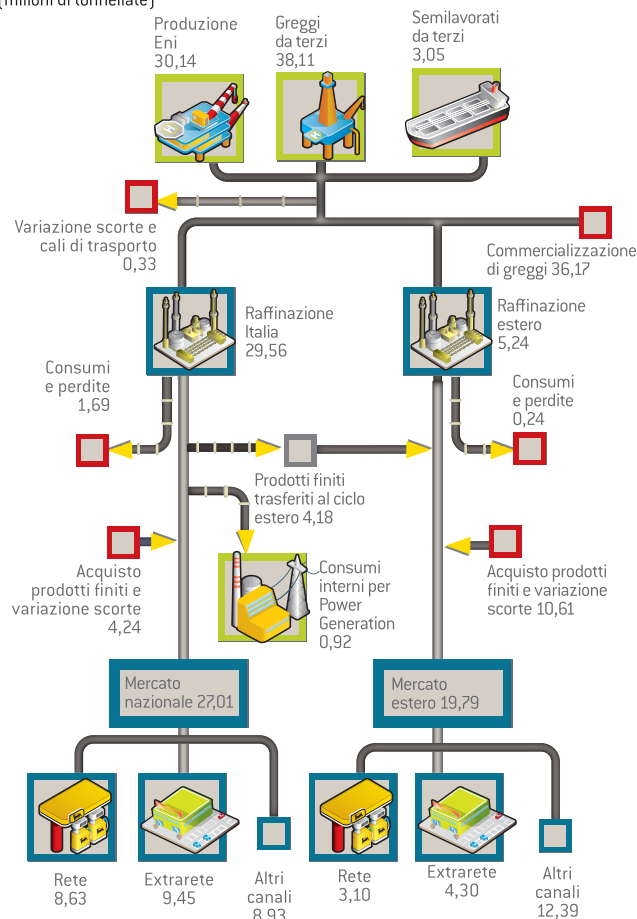
Eni è tra i più grandi operatori del settore della raffinazione e della distribuzione di prodotti petroliferi in Italia. È presente in alcuni poli di raffinazione in Europa e nei mercati rete ed extrarete dei paesi dell'Europa centro-orientale.

Descrizione delle attività1. Raffinazione

Il seguente grafico rappresenta il ciclo di produzione e vendita dei prodotti petroliferi.

Ciclo produzione prodotti petroliferi 2010

(milioni di tonnellate)



Il petrolio greggio trasportato alla raffineria tramite oleodotti e, per i tragitti più lunghi, attraverso navi petroliere, è sottoposto ad un processo di lavorazione volto alla separazione delle diverse componenti.

Nella raffineria, il petrolio greggio è introdotto in un forno e portato alla temperatura di circa 400°C che cambia il suo stato fisico da liquido in vapore. I vapori di petrolio sono iniettati nella colonna di frazionamento, o torre di raffinazione. Nella torre di raffinazione i gas, passando attraverso una serie di piatti forati, salgono verso l'alto, raffreddandosi. Alle diverse temperature si condensano, ritornando allo stato liquido. Ricadendo si depositano sui piatti, dando così luogo alla separazione delle diverse frazioni di idrocarburi (gasolio, kerosene, nafta, benzine, metano, etano, propano e butano, oli combustibili, lubrificanti, paraffine, cere e bitumi).

Il sistema di raffinazione Eni ha una capacità bilanciata di circa 37,8 milioni di tonnellate (757 mila barili/giorno) e un indice di conversione del 61%.

In Italia, il sistema di raffinazione di Eni è costituito da cinque raffinerie di proprietà e dalla quota di partecipazione del 50% del capitale sociale della Raffineria di Milazzo

Società Consortile per Azioni, in Sicilia. Ciascuna delle raffinerie in Italia ha una propria connotazione operativa e strategica finalizzata a massimizzare il valore associato alla struttura impiantistica, al posizionamento geografico rispetto ai mercati di sbocco e all'integrazione con le attività svolte da Eni.

All'estero, Eni possiede una partecipazione del 8,33% del capitale sociale della raffineria di Schwedt, del 20% del capitale sociale del polo di raffinazione in Bayernoil (entrambe in Germania) e del 32,4% del capitale sociale della società Ceska Rafinerska che possiede e gestisce le due raffinerie di Kralupy e Litvinov (entrambe nella Repubblica Ceca).

2. Logistica

Il *management* della Società ritiene che Eni sia *leader* in Italia nello stoccaggio e nel trasporto di prodotti petroliferi disponendo di una struttura logistica integrata composta da una rete di oleodotti e da un sistema di 20 depositi di proprietà a gestione diretta distribuiti sul territorio nazionale e destinati alla commercializzazione e stoccaggio di prodotti finiti, GPL e greggi. La logistica Eni è organizzata sulla base di una struttura a "hub", con cinque aree principali che attraverso il monitoraggio e la centralizzazione dei flussi di movimentazione assicurano un maggior recupero di efficienza in particolare nelle attività di raccolta ed esecuzione ordini. Eni partecipa in 5 società costituite con i più importanti operatori petroliferi nazionali nelle aree di Vado Ligure (GE) attraverso la società Petrolog S.r.l., di Arquata Scrivia attraverso la società Sigemi S.r.l., di Venezia attraverso la società Petroven S.r.l., di Ravenna attraverso la società Petra S.p.A. e di Trieste attraverso la società Depositi Costieri Trieste (DCT) S.p.A., con l'obiettivo di ridurre i costi e migliorare l'efficienza gestionale. Eni, inoltre, opera nel settore del trasporto di petrolio e di prodotti petroliferi: (i) via terra, attraverso una rete di oleodotti della quale 1.447 chilometri di proprietà (di cui 1.347 chilometri del settore Refining & Marketing e 100 chilometri del settore Exploration & Production); (ii) via mare mediante l'utilizzo di navi cisterna con contratti di noleggio spot e term. La distribuzione secondaria dei prodotti per il mercato rete ed extrarete è affidata a società terze, proprietarie anche dei mezzi, in alcune delle quali Eni detiene una partecipazione minoritaria.

3. Marketing

In Italia, il *management* della Società ritiene che Eni sia *leader* nella distribuzione – con i marchi "eni" e "Agip" – di prodotti petroliferi sul mercato rete con una quota di mercato, nel 2010, del 30,4%⁶, in termini di volumi erogati. A fine 2010 la rete di distribuzione di Eni è costituita da 4.542 stazioni di servizio.

Dati finanziari ed operativi

Nel 2010, le lavorazioni in conto proprio di petrolio e di semilavorati ammontano a 34,80 milioni di tonnellate. Le vendite di carburanti nella rete Europa ammontano a 11,73 milioni di tonnellate. Le vendite di carburanti sono state in Italia di 8,63 milioni di tonnellate e nel resto d'Europa di 3,10 milioni di tonnellate.

⁶ Fonte: dati interni della Società.

Nel 2010, il settore *Refining & Marketing* ha conseguito ricavi per Euro 43.190 milioni (comprese le vendite infragruppo) ed un utile operativo di Euro 149 milioni.

(D) *Petrolchimica*

Il settore della *Petrolchimica* svolge l'attività di produzione e commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base, Stirenici, Elastomeri, Polietilene), potendo contare su una gamma di tecnologie proprietarie, impianti all'avanguardia, nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente.

Le attività del settore *Petrolchimica* sono concentrate principalmente in Italia e nell'Europa occidentale.

Nel 2010 le vendite di prodotti petrolchimici ammontano a 4,7 milioni di tonnellate.

Nel 2010, il settore *Petrolchimica* ha conseguito ricavi per Euro 6.141 milioni (comprese le vendite infragruppo) e una perdita operativa di Euro 86 milioni.

(E) *Ingegneria & Costruzioni*

Eni attraverso Saipem, società quotata su Borsa Italiana e di cui Eni possiede una quota pari al 43% del capitale sociale, opera nel settore dei servizi all'industria *Oil & Gas* che comprende attività di ingegneria e costruzioni e di perforazioni *Offshore* e *Onshore*.

Saipem vanta un solido posizionamento competitivo grazie alle proprie competenze tecniche e realizzative (in particolare in aree di frontiera, in ambienti ostili e in progetti complessi), alla capacità di progettazione e di project management, alla disponibilità o all'accesso alle necessarie tecnologie, frutto di un percorso di crescita per vie interne (investimenti in mezzi navali) ed esterne (acquisizione di Bouygues Offshore e Snamprogetti S.p.A.).

Al 31 dicembre 2010 il portafoglio ordini ammonta ad Euro 20.505 milioni.

Nel 2010, il settore *Ingegneria & Costruzioni* ha conseguito ricavi per Euro 10.581 milioni (comprese le vendite infragruppo) e un utile operativo di Euro 1.302 milioni.

(F) *Altre attività*

Le altre attività riguardano la società Syndial S.p.A. ("**Syndial**") – Attività Diversificate impegnata nel settore della bonifica, ripristino e recupero ambientale di siti industriali dismessi da Eni in esercizi passati e con marginali attività nella petrolchimica di base.

Nel 2010, Syndial ha conseguito una perdita operativa di Euro 1.384 milioni.

(G) *Corporate e società finanziarie*

Il settore *Corporate e società finanziarie* comprende le attività di direzione e coordinamento del Gruppo, relative in particolare alla fornitura di servizi di supporto al *business* (servizi *ICT*, attività di selezione del personale e formazione, *planning&control*, finanza, affari legali, ricerca e innovazione, gestione immobiliare, servizi per il personale, servizi amministrativi, etc.). In particolare, attraverso le strutture di finanza Corporate e le società finanziarie, Eni svolge, secondo un modello accentrato e prevalentemente al servizio delle altre società del Gruppo, le attività di copertura dei fabbisogni finanziari e di finanziamento dei progetti in Italia e all'estero,

factoring, leasing, deposito della liquidità, logistica del denaro, operazioni in cambi e derivati e assicurazione.

6.1.2 Indicazione di nuovi prodotti e/o servizi introdotti, se significativi

La Società non ha introdotto prodotti non rientranti nelle categorie usualmente commercializzate che concorrano significativamente al margine di redditività.

6.2 PRINCIPALI MERCATI

In questo Paragrafo, sono riportati i principali mercati in cui opera il Gruppo Eni.

Nel seguito si fornisce, in sintesi, una panoramica sui principali mercati in cui opera il Gruppo Eni suddivisi per settore di attività.

(A) Exploration & Production:

- Italia;
- Resto d'Europa (Croazia, Norvegia, Polonia e Regno Unito);
- Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia);
- Africa Occidentale (Angola, Congo, Gabon, Ghana, Mali, Nigeria, Repubblica Democratica del Congo e Togo);
- Kazakhstan;
- Resto dell'Asia (Cina, India, Indonesia, Iran, Iraq, Pakistan, Timor Est e Turkmenistan);
- America (Brasile, Ecuador, Stati Uniti, Trinidad e Tobago e Venezuela);
- Australia e Oceania (Australia).

(B) Gas & Power:

- Italia;
- Europa (Belgio, Francia, Germania/Austria, Portogallo, Spagna, UK/Nord Europa, Turchia e Ungheria);
- Resto del mondo (Stati Uniti d'America).

(C) Refining & Marketing:

- Italia;
- Estero (Austria, Francia, Germania, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Svizzera e Ungheria).

(D) Petrolchimica

(E) Ingegneria & Costruzioni:

- Offshore;

- *Onshore*;
- *drilling Offshore*;
- *drilling Onshore*.

Qui di seguito sono riportate le descrizioni dei principali mercati in cui il Gruppo opera, suddivisi per ciascun settore di attività.

(A) Exploration & Production

(i) Italia

Nel 2010 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 183 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico, nell'Appennino centro-meridionale, nell'*Onshore* e nell'*Offshore* siciliano e nella Val Padana.

Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus S.p.A. del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Il corrispettivo dell'operazione è stato di 179 milioni di Euro.

Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) in Basilicata. Nel 2010, la concessione ha prodotto complessivamente 88 mila boe/giorno (47 mila in quota Eni), rappresentando il 26% della produzione Eni in Italia.

Continua il programma di sviluppo di Val d'Agri con il collegamento al centro olio dei pozzi di Cerro Falcone. Le altre principali attività in Val d'Agri hanno riguardato l'avanzamento del programma di interventi di ottimizzazione e l'adeguamento delle strutture di produzione.

Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da Contratti di concessione.

(ii) Resto d'Europa

Norvegia

Eni è presente in Norvegia dal 1965. L'attività è condotta nel Mare di Norvegia, nel Mare del Nord norvegese e nel Mare di Barents. Nel 2010 la produzione Eni nel Paese è stata di 123 mila boe/giorno.

Il principale progetto in corso è Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Le attività di sviluppo stanno progredendo secondo i programmi, con start-up produttivo atteso nel 2013 e produzione a regime di 100 mila barili/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Norvegia sono regolate da contratti di licenza denominati *Production License*. La *Production License* (PL) autorizza il detentore ad effettuare rilievi sismografici, attività di perforazione e produzione per un certo numero di anni, con possibilità di rinnovo.

Polonia

Nel dicembre 2010 Eni ha acquisito la società Minsk Energy Resources, titolare di tre licenze esplorative nel bacino baltico in Polonia relative ad aree mineralizzate a gas shale. L'inizio delle operazioni di perforazione che prevedono 6 pozzi di commitment è previsto nella seconda metà del 2011. L'accordo segna l'ingresso di Eni nella Polonia nel settore del gas da Risorse non convenzionali europee.

Regno Unito

Eni è presente nel Regno Unito dal 1964. L'attività è condotta nel Mare del Nord inglese, nel Mare d'Irlanda e in alcune aree a est e a ovest delle isole Shetland. Nel 2010 la produzione in quota ad Eni nel Paese è stata di 91 mila boe/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Regno Unito sono regolate da Contratti di concessione.

Nella zona del Resto d'Europa, si segnala che Eni è, altresì, presente in Croazia dal 1996.

(iii) Africa settentrionale

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981. L'attività è condotta nell'area Bir Rebaa nel deserto sahariano sud-orientale. Nel 2010 la produzione in quota ad Eni nel Paese è stata di 77 mila boe/giorno.

Le principali attività di sviluppo in corso riguardano: (i) il progetto MLE/CAFC (Eni 75%). Gli avvisi della produzione del gas e del petrolio sono previsti rispettivamente a fine 2011 e 2012; (ii) il progetto El Merk (Eni 12,25%). L'avvio produttivo è previsto nel 2012.

Nell'aprile 2011 Eni e Sonatrach hanno firmato un accordo di cooperazione per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi non convenzionali nel Paese, in particolare di risorse di gas shale.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Algeria sono regolate da *Production Sharing Agreement* e Contratti di concessione.

Egitto

Eni è presente in Egitto dal 1954 e ritiene di essere il primo operatore internazionale di idrocarburi con una produzione nel 2010 di 578 mila boe/giorno (di cui 232 mila in quota ad Eni).

Nel luglio 2010, Eni ha firmato uno Strategic Framework Agreement con il Ministero del Petrolio egiziano per lo sviluppo di nuove collaborazioni nelle attività di esplorazione, produzione e trasporto di idrocarburi. In particolare l'accordo di cooperazione definisce: (i) iniziative upstream congiunte nel bacino del Mediterraneo e collaborazioni al di fuori dell'Egitto in particolare in Gabon e Iraq; (ii) iniziative volte ad assicurare a Eni capacità di trasporto gas nell'Arab Gas Pipeline, in linea con gli accordi intergovernativi preesistenti tra i Paesi coinvolti nel progetto.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Egitto sono regolate da *Production Sharing Agreement*.

Libia

Eni è presente in Libia dal 1959. Nel 2010 la produzione di idrocarburi in quota ad Eni è stata di 273 mila boe/giorno (di cui il 43% di liquidi). L'attività è condotta nell'*Offshore* mediterraneo di fronte a Tripoli e nel deserto libico.

Nel 2010 i volumi esportati attraverso il gasdotto GreenStream per l'importazione del gas libico in Italia sono stati di 9 miliardi di metri cubi. Ulteriori 1,5 miliardi sono stati venduti in Libia per la generazione di energia elettrica utilizzata nel Paese.

Per quanto attiene all'attuale situazione nel Paese, si veda Sezione Prima, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Libia sono regolate da *Production Sharing Agreement*.

Nella zona dell'Africa settentrionale, si segnala che Eni è, altresì, presente in Tunisia dal 1961.

(iv) **Africa occidentale**

Angola

Eni è presente in Angola dal 1980. Nel 2010 la produzione di petrolio in quota ad Eni è stata di 118 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'*Offshore* convenzionale e profondo.

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas presso Soyo, circa 300 chilometri a nord di Luanda.

Il principale progetto in corso riguarda lo sviluppo delle recenti scoperte di petrolio effettuate nel Blocco offshore 15/06 (Eni 35%, operatore) nell'ambito del programma West Hub. L'avvio produttivo è previsto nel 2013.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Angola sono regolate da Contratti di concessione e da *Production Sharing Agreement*.

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. Nel 2010 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 110 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'*Offshore* convenzionale e profondo di fronte a Pointe Noire e nell'*Onshore*.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Congo sono regolate da *Production Sharing Agreement*.

Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962. Nel 2010 la produzione di idrocarburi in quota ad Eni è stata di 172 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nelle aree *Onshore* e *Offshore* del delta del Niger.

Eni partecipa con il 10,4% nella Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger.

Eni partecipa con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass, a circa 100 chilometri a Ovest di Bonny.

Nel corso del primo semestre è stata completata l'acquisizione di una quota del 49% nel Blocco OPL 2009 dalla società GEC Petroleum Development Company (GPDC) e l'assegnazione ad Eni da parte del Governo di una quota del 50% nel Blocco 245 oltre alla relativa licenza e al ruolo di operatore.

L'attività Eni in Nigeria è regolata sia da *Production Sharing Agreement* che da Contratti di concessione e, in due titoli, da *Service Contract* nei quali Eni agisce in qualità di *contractor* per conto delle compagnie di Stato.

Repubblica Democratica del Congo

Nell'agosto 2010 Eni ha acquisito da una società petrolifera britannica la quota del 55% e il ruolo di operatore nel blocco esplorativo onshore Ndunda. L'operazione segna l'ingresso Eni nel Paese.

Togo

Nell'ottobre 2010, Eni e il Ministero dell'Energia e delle Risorse Minerarie del Togo hanno firmato due contratti per l'esplorazione e la produzione di idrocarburi nell'offshore del Paese relativi ai Blocchi 1 e 2 nell'area del Dahomey Basin con il ruolo di operatore.

Nella zona dell'Africa occidentale, si segnala che Eni è, altresì, presente in Gabon dal 2008, Ghana dal 2009 e Mali dal 2006.

(v) Kazakhstan

Kashagan

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992 e partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento del giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 nella porzione nord dell'area contrattuale localizzata nella sezione Kazakha del Mar Caspio. Kashagan è considerata una delle maggiori scoperte di idrocarburi degli ultimi 35 anni.

Lo sviluppo del giacimento è pianificato per fasi secondo un modello operativo che ripartisce tra i principali partner internazionali la responsabilità di esecuzione di ciascuna fase. Eni è responsabile dell'esecuzione della fase 1 (cosiddetta Experimental Program) in corso da alcuni anni e della parte onshore della successiva fase di sviluppo (fase 2).

Il Consorzio persegue l'obiettivo, tecnicamente conseguibile, di avviare la produzione entro la fine del 2012. Il rispetto di tale data dipenderà da una serie di fattori che andranno verificati durante il corrente anno e che, in caso di evoluzione negativa, potrebbero comportare un ritardo di alcuni mesi. La fase 1 dello sviluppo (Experimental Program), i cui investimenti di completamento in aggiunta a limitati ammontari di investimenti per costi di studio e pre-sviluppo delle successive fasi sono stati valutati nel piano quadriennale degli investimenti di Gruppo per il quadriennio 2011-2014, ha l'obiettivo di raggiungere una capacità produttiva di 150 mila barili/giorno che nei successivi 12-15 mesi, con l'avvio del secondo treno e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento, raggiungerà 370 mila barili/giorno. La capacità produttiva della fase 1 aumenterà fino a 450 mila barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che sarà resa disponibile con l'avvio degli impianti offshore della fase 2 dello sviluppo. Per la fase 2 sono in corso studi di ottimizzazione dello schema di sviluppo.

Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto. Gli investimenti delle fasi successive all'Experimental Program comprenderanno anche la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione incrementale del giacimento verso i mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2010 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 569 milioni di boe con una diminuzione di 19 milioni di boe rispetto al 2009 dovuta principalmente all'impatto negativo dei maggiori prezzi del petrolio di fine esercizio nella determinazione dell'entitlement di riserve secondo lo schema di *Production Sharing Agreement*.

Karachaganak

Localizzato *Onshore* nella parte occidentale del Paese, Karachaganak è un rilevante giacimento che produce petrolio, condensati e gas naturale. Le operazioni condotte dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO) sono regolate da un *Production Sharing Agreement* della durata di 40 anni, fino al 2037. Eni e British Gas sono cooperatori con una quota del 32,5%.

La produzione di Karachaganak nell'anno 2010 è stata di 228 mila boe/giorno di liquidi (di cui 65 mila in quota ad Eni) e 23 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (di cui 7 in quota ad Eni). Circa il 70% della produzione di liquidi è stabilizzata presso il Karachaganak Processing Complex (KPC) della capacità di circa 200 mila boe/giorno per la successiva commercializzazione nei mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium (la quota Eni è del 2%) e altri sistemi di esportazione. La quota di liquidi non stabilizzati e la produzione di gas non re-iniettata sono commercializzati nel mercato locale russo presso il terminale di Orenburg. È in fase di testing la quarta unità di trattamento che consentirà di aumentare i volumi di liquidi destinati all'esportazione nei mercati occidentali.

Al 31 dicembre 2010 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 557 milioni di boe, in diminuzione di 76 milioni di boe rispetto al 2009, principalmente per effetto prezzo e per la produzione dell'anno.

(vi) **Resto dell'Asia**

Cina

Nel gennaio 2011 Eni e PetroChina hanno firmato un Memorandum of Understanding per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero. Analogo accordo strategico è stato raggiunto nel luglio 2011 con Sinopec.

Iraq

Nel gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio composto da compagnie internazionali e dalla compagnia nazionale Missan Oil Company, ha sottoscritto con la compagnia di stato irachena South Oil Company il Technical Service Contract per lo sviluppo del giacimento di Zubair, offerto in gara pubblica il 30 giugno 2009. Lo sviluppo, della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del target di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.

Il contratto prevede il recupero delle spese sostenute dal consorzio attraverso un meccanismo di cost recovery e il riconoscimento di una remuneration fee per ogni barile incrementale prodotto una volta raggiunto un aumento produttivo del 10% rispetto al livello di produzione iniziale pari a circa 180 mila barili/giorno.

Nel corso dell'anno sono stati raggiunti tutti gli obiettivi contrattuali della fase iniziale del progetto. In particolare nel settembre 2010 è stato superato il livello di incremento del 10% della produzione iniziale del campo, consentendo al consorzio, in base ai termini del contratto, l'inizio del recupero dei costi per le attività svolte nel campo e il riconoscimento della remuneration fee sui barili di produzione incrementale. Eni, pertanto, a partire dal quarto trimestre del 2010, ha iscritto le produzioni di competenza dell'esercizio in ragione del recupero dei costi e del riconoscimento della remuneration fee per la quota di propria spettanza.

Russia

Eni è presente in Russia dal 2007 per effetto dell'acquisizione di asset nell'ambito della liquidazione della società locale Yukos. Gli asset acquisiti in joint-venture con Enel (60% Eni; 40% Enel) includono tre società attive nella ricerca e sviluppo di gas naturale: OAO Arctic Gas Company, ZAO Urengoil Inc e OAO Neftegaztehnologia delle quali è stato ceduto nel settembre 2009 il 51% a Gazprom in forza dell'esercizio della call option da parte della società russa.

Il 31 marzo 2010 Eni ha incassato la seconda tranche del corrispettivo della cessione a Gazprom pari a 526 milioni di Euro (al cambio Euro/dollaro di transazione pari a 1,35 corrispondenti a circa 710 milioni di dollari, circa il 75% dell'ammontare complessivo).

Le tre società, gestite dalla subholding OOO SeverEnergia (Eni 29,4%, dopo la cessione a Gazprom), possiedono importanti risorse a gas e condensati e sono localizzate nella regione di Yamal Nenets, che produce le maggiori quantità di gas al mondo.

Si segnala che, nel Resto dell'Asia, Eni è, altresì, presente in Cina dal 1984, in India dal 2005, in Indonesia dal 2001, in Iran dal 1957, in Pakistan dal 2000, in Timor Est dal 2006 e in Turkmenistan dal 2008.

(vii) **America**

Ecuador

Eni è presente in Ecuador dal 1988. Nel 2010 la produzione in quota Eni è stata di 11 mila barili/giorno. L'attività è condotta nella Foresta Amazzonica.

Nel novembre 2010 Eni e il governo dell'Ecuador hanno rinnovato i termini del contratto di servizio del giacimento a olio Villano che scade nel 2023. L'accordo prevede l'estensione dell'area operata con l'inclusione della scoperta a olio di Oglan, il cui sviluppo avverrà in sinergia con le facility produttive installate.

Stati Uniti

Eni è presente negli Stati Uniti dal 1968 ed opera nel Golfo del Messico, Alaska e, più recentemente, nel Texas. Nel 2010 la produzione in quota Eni è stata di 110 mila boe/giorno.

Le attività di perforazione nel Golfo del Messico sono state riprese ad inizio anno dopo la conclusione della moratoria seguita all'incidente del pozzo Macondo operato da BP (si veda Sezione Prima, Capitolo 4, Paragrafo 4.1).

L'attività Eni negli Stati Uniti è regolata da Contratti di concessione.

Venezuela

Eni è presente in Venezuela dal 1998. Nel 2010 la produzione in quota Eni è stata di 10 mila barili/giorno proveniente dal giacimento Corocoro (Eni 26%) nel Golfo di Paria Ovest.

Eni prevede di espandere in futuro le proprie attività in Venezuela grazie ai progetti in corso di seguito descritti.

Nel novembre 2010 Eni e la società di Stato PDVSA hanno firmato i contratti per lo sviluppo del giacimento di olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene cospicue risorse in base alle stime Eni. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un plateau produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno, e un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno entro il 2018. L'iniziativa prevede la realizzazione di una raffineria che consentirà di processare la produzione del campo. Eni e PDVSA stanno valutando la possibilità di anticipare al 2012 l'avvio della fase di produzione iniziale mediante sinergie con facility già esistenti di proprietà di PDVSA, per il trasporto di una produzione iniziale fino a 10 mila barili/giorno. Nel corso del 2011 è prevista l'assegnazione dei contratti di ingegneria upstream (impianti di trattamento e oleodotti) e

downstream (raffineria) nonché le attività di drilling con l'obiettivo di perforare circa 10 pozzi entro la fine del 2011.

Sono terminate le attività di appraisal e pre-sviluppo del giacimento a gas di Perla. Perla è situato nel blocco Cardón IV nell'offshore del Venezuela operato da una joint venture paritetica con una compagnia petrolifera internazionale. Il programma di sviluppo prevede un avvio accelerato con l'obiettivo produttivo iniziale di circa 8,5 milioni di metri cubi/giorno nel 2013. La compagnia di Stato PDVSA ha il diritto di opzione sul 35% dell'iniziativa di sviluppo.

Le attività di esplorazione e produzione dei giacimenti di petrolio di Eni in Venezuela sono regolate dal regime di "Impresa Mista". Nel regime di Impresa Mista una società di diritto venezuelano è titolare dei relativi diritti minerari, svolge direttamente le operazioni petrolifere ed è partecipata da CVP (Corporación Venezolana de Petróleo) o altra affiliata di PDVSA con una quota minima pari al 60%.

Si segnala che, nell'area America, Eni è, altresì, presente in Brasile dal 1999 e Trinidad e Tobago dal 1970. Nella zona Australia e Oceania, Eni è presente in Australia dal 2001.

(B) Gas & Power

(i) Italia

Attraverso il settore *Gas & Power*, Eni commercializza gas naturale ed energia elettrica sul mercato italiano. Nel 2010, le vendite di gas naturale di Eni in Italia sono state di 34,29 miliardi di metri cubi (compresi gli autoconsumi).

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di elettricità e gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. In particolare, in Italia la vendita ai clienti residenziali è caratterizzata da prezzi regolati dall'AEEG per i clienti cosiddetti "tutelati", in prevalenza utenze domestiche e piccole imprese con consumi inferiori a 200.000 metri cubi, che non hanno optato per la scelta del fornitore.

Il mercato del gas in Italia è articolato nei segmenti industriale, termoelettrico, grossisti e residenziale. Le imprese industriali e le centrali termoelettriche sono allacciate direttamente alla rete di trasporto nazionale e alla rete di trasporto regionale di gasdotti. I grossisti comprendono essenzialmente le aziende di vendita urbane che acquistano il gas per rivenderlo ai clienti del settore civile attraverso reti di gasdotti locali di distribuzione del gas a bassa pressione. Sono considerati grossisti anche i gestori degli impianti di gas per autotrazione. I clienti del settore residenziale comprendono le utenze domestiche (cosiddetto "*retail market*") e il terziario (grande distribuzione, ospedali, pubblica amministrazione) e le piccole/medie imprese ubicate in ambito urbano (cosiddetto "*middle market*"). Complessivamente Eni rifornisce circa 2.300 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 6,88 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese, e enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale.

Eni, per il tramite di Snam Rete Gas, possiede la quasi totalità della rete nazionale di trasporto del gas costituita essenzialmente da condotte di grande diametro che trasportano il gas dai punti di ingresso al sistema – i gasdotti di importazione, e i principali centri di

produzione nazionale – ai punti di interconnessione con la rete di trasporto regionale e ai siti di stoccaggio. Della rete nazionale di gasdotti fanno parte alcuni gasdotti interregionali funzionali al raggiungimento di importanti aree di mercato. Eni possiede inoltre una rete di trasporto regionale costituita da condotte di dimensione minore delle precedenti per la movimentazione del gas naturale in ambiti territoriali delimitati, generalmente su scala regionale, per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici e alle reti di distribuzione urbana del gas.

Eni, inoltre, sempre per il tramite di Snam Rete Gas è proprietaria del terminale di rigassificazione del GNL situato presso Panigaglia (La Spezia). Il terminale è in grado di rigassificare ogni giorno 17.500 metri cubi di GNL e conseguentemente, in condizioni di massima operatività, di immettere annualmente nella rete di trasporto oltre 3,5 miliardi di metri cubi di gas naturale.

(ii) **Europa**

Nonostante l'elevato grado di competitività del mercato europeo, Eni intende aumentare la quota nei mercati europei *target* di Francia, Germania e Austria e consolidare la *leadership* nei paesi del Benelux (Belgio, Olanda, Lussemburgo). Le leve per attuare tale strategia saranno il miglioramento della competitività della posizione di costo, grazie anche alle rinegoziazioni delle condizioni economiche di fornitura dei principali contratti di approvvigionamento, un'offerta commerciale che meglio risponde alle specifiche richieste della clientela, l'approccio commerciale integrato grazie alla presenza simultanea in più mercati e l'utilizzo della piattaforma commerciale pan-europea.

Di seguito è descritta la presenza Eni nei principali mercati europei.

Benelux

Attraverso la consociata Distrigas, Eni mantiene una posizione di rilievo nel Benelux, in particolare in Belgio. Nel 2010, le vendite di gas naturale effettuate da Distrigas nel Benelux a industrie, grossisti e operatori termoelettrici sono ammontate a circa 14,87 miliardi di metri cubi con un calo di 0,85 miliardi di metri cubi, pari al 5,4%, dovuto all'azione della concorrenza.

Francia

Eni è presente in Francia in tutti i segmenti di mercato attraverso le proprie strutture commerciali dirette e la società Altergaz, della quale ha acquisito il controllo nel dicembre 2010. Altergaz è attiva in particolare nei segmenti piccole-medie imprese e retail con circa 120.000 clienti (69 mila nel 2009), di cui la maggioranza residenziali. Eni partecipa con il 17% nella Gaz de Bordeaux SAS (e un ulteriore 17% tramite Altergaz), società che commercializza gas nell'area urbana di Bordeaux. Nel 2010, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 6,09 miliardi di metri cubi (4,91 nel 2009) con un aumento di 1,18 miliardi di metri cubi, pari al 24%.

Germania/Austria

Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale attraverso la collegata GVS (Gasversorgung Süddeutschland GmbH – Eni 50%), che nel corso del 2010 ha venduto circa 3,92 miliardi di metri cubi (1,96 miliardi in quota Eni), e una struttura commerciale

diretta che ha venduto nel 2010 circa 2,85 miliardi di metri cubi di gas in Germania e 1,09 miliardi in Austria. Complessivamente, nel 2010 Eni ha venduto 5,67 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Austria e Germania con un incremento di 0,31 miliardi di metri cubi, pari al 5,8% rispetto all'anno precedente.

Penisola Iberica

Spagna. Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale sia con una struttura commerciale diretta, che commercializza le proprie disponibilità di GNL, sia attraverso la collegata Unión Fenosa Gas (“UFG” – Eni 50%), attiva nell'approvvigionamento e nella vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossisti e termoelettrico. Nel 2010 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 5,28 miliardi di metri cubi (2,64 miliardi in quota Eni). UFG partecipa con l'80% nell'impianto di liquefazione di Damietta sulla costa egiziana (vedi di seguito), nonché con il 7,36% a un impianto di liquefazione in Oman; partecipa inoltre agli impianti spagnoli di rigassificazione presso Sagunto (Valencia) ed El Ferrol (Galizia) con quote rispettivamente del 42,5% e del 18,9%. Nel 2010, le vendite in Spagna di Eni sono state complessivamente 5,41 miliardi di metri cubi con un leggero incremento rispetto all'anno precedente.

Portogallo. Eni è presente nel mercato portoghese del gas naturale attraverso la collegata Galp Energia (“Galp” – Eni 33,34%) che nel 2010 ha venduto circa 5,10 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,70 miliardi in quota Eni). Complessivamente, le vendite Eni nella penisola Iberica nel 2010 sono state di 7,11 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,30 miliardi di metri cubi, pari al 4%, rispetto al 2009.

UK/Nord Europa

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso Eni UK Ltd che, tra l'altro, vende il gas *equity* prodotto dai giacimenti Eni nel Mare del Nord ed opera nei principali *hub* del Nord Europa (NBP, Zeehub, TTF). Nel 2010, le vendite Eni sono state di 5,22 miliardi di metri cubi con un aumento del 21,1% rispetto all'anno precedente.

Si segnala che Eni è, altresì, presente in Turchia.

Eni dispone, inoltre, dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nordafricani funzionale all'importazione in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord e Libia.

Progetto South Stream

Eni e Gazprom stanno valutando la fattibilità tecnica ed economica del progetto di costruzione di un nuovo gasdotto per importare in Europa gas naturale prodotto in Russia. Il gasdotto South Stream è ipotizzato avere una capacità di 63 miliardi di metri cubi. L'infrastruttura avrà una sezione offshore per l'attraversamento del Mar Nero, transiterà in Bulgaria e raggiungerà i mercati di consumo dell'Europa Occidentale con due possibili opzioni: verso l'Italia o l'Austria. Il 18 giugno 2010 Eni e Gazprom hanno firmato un Memorandum of Understanding che prevede l'ingresso della società francese EDF nel progetto South Stream. Il piano quadriennale degli investimenti di Gruppo per il periodo 2011-2014 non contempla alcuno spending significativo per questa iniziativa data la fase embrionale in cui si colloca.

Belgio – Acquisizione della Noun Belgium NV

Il 27 luglio 2011 Eni ha firmato un accordo con NV Noun Energy per l'acquisizione della controllata Noun Belgium NV ad un prezzo di circa 157 milioni di Euro. La società commercializza gas ed energia elettrica a circa 550 mila clienti nei segmenti industriale e residenziale in Belgio. Oggetto della cessione sono anche le società Nuon Wind Belgium NV, attiva nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, e la Nuon Power Generation Wallon NV che realizzerà una centrale a ciclo combinato. L'accordo, il cui perfezionamento è soggetto all'approvazione delle competenti autorità, mira a rafforzare la presenza di Eni nel Paese e a consolidarne la leadership nelle vendite di gas naturale ai clienti dei segmenti grossista, termoelettrico e industriale.

(iii) Nord Africa*Egitto*

Eni, attraverso Unión Fenosa, Gas partecipa con il 40% nell'impianto di liquefazione di Damietta che produce circa 5 milioni di tonnellate/anno di GNL equivalenti a circa 7,56 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Il settore *Gas & Power* ha diritto a una quota di 2,2 miliardi di metri cubi di gas naturale destinato alla commercializzazione sul mercato europeo.

(iv) Resto del mondo*Stati Uniti d'America*

Eni ha acquistato dalla società americana Sempra LNG capacità di rigassificazione nel terminale di Cameron in Louisiana. Il contratto prevede che Eni abbia a disposizione un send-out giornaliero di 572.000 milioni di btu/g (circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno) e uno stoccaggio dedicato pari a circa 160.000 metri cubi di GNL, elementi questi che consentiranno a Eni di disporre di una maggiore flessibilità nello sfruttare la stagionalità della domanda. Il progetto Brass di sviluppo delle riserve di gas Eni in Africa Occidentale destinate al terminale di Cameron ha start-up atteso nel 2016.

Nell'ambito del progetto *upstream* per la realizzazione in Angola di un impianto di liquefazione da 5,2 milioni di tonnellate di GNL (equivalenti a circa 7,3 miliardi di metri cubi/anno) destinato al mercato nord americano, Eni ha sottoscritto con la società Gulf LNG un contratto della durata di vent'anni per l'acquisto di una quota pari a circa 5,8 miliardi di metri cubi/anno della capacità di rigassificazione del terminale che è in fase di costruzione presso Pascagoula in Mississippi. L'avvio dell'attività è previsto a fine 2012 in concomitanza con la partenza del progetto *upstream* in Angola.

Qatar

Tramite la controllata Distrigas, Eni ha ampliato le possibilità di sviluppo del business del GNL grazie all'accesso a nuove fonti di approvvigionamento in particolare dal Qatar sulla base del contratto di lungo termine (20 anni) con RasGas (70% Qatar Petroleum, 30% ExxonMobil) e al terminale GNL di Zeebrugge sulla costa belga.

Cessione della partecipazione in Gas Brasiliano Distribuidora

Il 30 luglio 2011, con l'approvazione delle competenti autorità brasiliane, è stata perfezionata la cessione della partecipazione totalitaria nella società Gas Brasiliano Distribuidora, che distribuisce e commercializza gas naturale in Brasile, a Petrobras Gás, compagnia interamente controllata da Petróleo Brasileiro (“**Petrobras**”). Il corrispettivo della cessione ammonta a 271 milioni di dollari.

Refining & Marketing

Raffinazione

(v) **Italia**

Il sistema di raffinazione Eni in Italia è costituito da cinque raffinerie di proprietà e dalla quota di partecipazione corrispondente al 50% del capitale sociale della Raffineria di Milazzo Società Consortile per Azioni, in Sicilia.

Ciascuna delle raffinerie di Eni in Italia ha una propria connotazione operativa e strategica finalizzata a massimizzare il valore associato alla struttura impiantistica, al posizionamento geografico rispetto ai mercati di sbocco e all'integrazione con le attività Eni.

In particolare le raffinerie più importanti sono:

Sannazzaro: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 180 mila boe/giorno e un indice di conversione del 61,2% è una delle raffinerie più efficienti d'Europa. Situata nella Pianura Padana, rifornisce principalmente i mercati dell'Italia Nord Occidentale e della Svizzera e la sua elevata flessibilità consente di lavorare un'ampia varietà di greggi.

Taranto: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 120 mila barili/giorno e un indice di conversione del 72% è in grado di lavorare un'ampia varietà di greggi e di semilavorati. Produce prevalentemente prodotti per autotrazione e per riscaldamento destinati al rifornimento dei mercati dell'Italia meridionale.

Lavora la maggior parte del greggio prodotto da Eni nei giacimenti della Val d'Agri, trasportato a Taranto attraverso l'oleodotto Monte Alpi (nel 2010 ne sono state lavorate 1,8 milioni di tonnellate).

(vi) **Esteri**

Germania

In Germania, Eni possiede la partecipazione dell'8,33% nella raffineria di Schwedt e una partecipazione del 20% in Bayernoil, un polo di raffinazione integrato che comprende le raffinerie di Vohburg e Neustadt. La capacità di raffinazione in quota ad Eni è di circa 60 mila barili/giorno utilizzata per l'approvvigionamento delle reti di distribuzione in Baviera e nella Germania Orientale.

Repubblica Ceca

Eni partecipa con il 32,4% nella società Ceska Rafinerska che possiede e gestisce le due raffinerie di Kralupy e Litvinov in Repubblica Ceca; la capacità di raffinazione bilanciata in quota ad Eni è di circa 53 mila barili/giorno.

*Marketing***(vii) Italia**

Il *management* dell'Emittente ritiene che la Società sia *leader* in Italia nella distribuzione – con i marchi “eni” e “Agip” – di prodotti petroliferi sul mercato rete con una quota di mercato, nel 2010, del 30,4%⁷, in termini di volumi erogati. A fine 2010 la rete di distribuzione Eni è costituita da 4.542 stazioni di servizio, le vendite di carburanti sulla rete sono state di circa 11 miliardi di litri (8,63 milioni di tonnellate) con un erogato medio di 2,32 milioni di litri per stazione di servizio.

(viii) Estero

Nel 2010 le vendite sulla rete distributiva Europa, esclusa l'Italia, ammontano a 3,10 milioni di tonnellate.

Al 31 dicembre 2010 la rete di distribuzione in Europa, esclusa l'Italia, era costituita da 1.625 stazioni di servizio.

Le aree dove la presenza Eni è più rilevante sono Austria/Svizzera, Germania, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia.

(A) Petrolchimica

Le attività produttive del settore *Petrolchimica* sono concentrate principalmente in Italia (nei siti di Brindisi, Ferrara, Mantova, Porto Marghera, Porto Torres, Priolo, Ragusa, Ravenna, Sarroch e Settimo Milanese) e nell'Europa occidentale (in particolare in Belgio, Francia, Germania, Gran Bretagna, Portogallo e Ungheria).

Le attività di commercializzazione dei prodotti avvengono tramite una rete commerciale diffusa in Italia, in gran parte dell'Europa e in Egitto.

Chimica Verde

Nel giugno 2011 Eni, tramite la controllata Polimeri Europa, e Novamont S.p.A. (società che opera nel mercato delle plastiche biodegradabili) hanno firmato un protocollo d'intesa per la riconversione del sito Eni di Porto Torres in un polo di “chimica verde” destinato alla produzione di plastiche e altri prodotti petrolchimici biodegradabili (bio-lubrificanti, bio-additivi) per i quali si prevedono significativi tassi di crescita nel medio-lungo termine. Tali prodotti saranno ottenuti, attraverso una catena produttiva integrata, a partire da materie prime rinnovabili di origine vegetale.

⁷ Fonte: dati interni della Società.

Novamont contribuirà alla joint venture fornendo le tecnologie e il proprio know-how nella chimica verde, mentre Eni metterà a disposizione il sito, le infrastrutture e il personale qualificato, nonché la propria esperienza industriale, tecnico-ingegneristica e commerciale nel settore petrolchimico.

Nell'ambito di tale progetto, Eni ha inoltre in programma di realizzare una centrale elettrica a biomasse (con un investimento stimato in circa 230 milioni di Euro) e di eseguire interventi di bonifica e risanamento ambientale.

I progetti descritti comporteranno un investimento complessivo di circa 1,2 miliardi di Euro che saranno sostenuti in via diretta o tramite la joint venture nel periodo 2011-2016.

(B) Ingegneria & Costruzioni

(ix) *Offshore*

Saipem vanta un solido posizionamento competitivo nel settore dei grandi progetti per lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi nell'*Offshore* avendo integrato le competenze tecniche e realizzative (assicurate dalla disponibilità di una flotta di mezzi di rilievo mondiale e dalla capacità di operare in ambienti complessi) con quelle ingegneristiche e di *project management* acquisite sul mercato (tra le principali acquisizioni realizzate si evidenzia Bouygues Offshore).

(x) *Onshore*

Saipem progetta e realizza impianti di produzione (estrazione, separazione, stabilizzazione, raccolta, iniezione d'acqua) e di trattamento (rimozione e recupero dell'anidride solforosa, rimozione dell'anidride carbonica, frazionamento dei liquidi gassosi, recupero dei condensati) degli idrocarburi e dei grandi sistemi di trasporto onshore (pipeline, stazioni di pompaggio o compressione, terminali). Saipem ha un solido posizionamento competitivo in questo mercato grazie alle capacità di realizzazione di progetti complessi e all'esposizione alle aree strategiche del Medio Oriente/Caspio, dell'Africa Settentrionale e Occidentale e della Russia.

(xi) *Drilling Offshore*

Saipem offre alle compagnie petrolifere anche servizi di perforazione offshore e onshore. Nelle perforazioni mare, Saipem vanta una forte posizione di nicchia nei segmenti più complessi dell'offshore profondo e ultra profondo, facendo leva sulle caratteristiche tecniche dei propri mezzi capaci di operare fino a una profondità d'acqua massima di 3.600 metri e focalizzandosi principalmente nelle aree dell'Africa Occidentale, del Mare del Nord, del Mare Mediterraneo e del Medio Oriente. Al fine di rispondere meglio alle esigenze attuali e future dell'industria, Saipem sta portando a termine un programma di potenziamento della flotta di perforazione dotandola di mezzi state-of-the-art per la posizione competitiva.

(xii) *Drilling Onshore*

Saipem opera in questo settore come trattista per conto delle principali Major e National Oil Company con una presenza focalizzata in Sud America, Arabia Saudita, Africa Settentrionale e, in minor misura, in Europa. In queste regioni, Saipem può far

leva sulla propria conoscenza del mercato, sulle relazioni di lungo termine con i clienti e sull'integrazione e le sinergie con le altre aree di business. Saipem vanta anche un solido *track record* in aree remote (in particolare nella regione del Mar Caspio), grazie alle proprie competenze operative e alla capacità di operare in condizioni ambientali ostili.

7. STRUTTURA ORGANIZZATIVA

7.1 GRUPPO DI APPARTENENZA

Alla data del presente Prospetto Informativo, Eni è la società capogruppo del Gruppo Eni.

Le società operative e finanziarie del Gruppo Eni sono organizzate all'interno dei seguenti settori di attività (cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.1.1) che costituiscono le *business reporting units* in base alle definizioni dello standard internazionale IFRS8:

- (i) *Exploration & Production*: attivo nella ricerca, sviluppo ed estrazione di petrolio e gas;
- (ii) *Gas & Power*: operante nel settore dell'approvvigionamento, stoccaggio, trasporto, distribuzione, vendita di gas naturale e GNL, nonché della generazione di energia elettrica;
- (iii) *Refining & Marketing*: attivo nella raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi principalmente in Italia e nel resto d'Europa;
- (iv) *Petrolchimica*: operante nelle attività di produzione di prodotti petrolchimici di base, Stirenici, Elastomeri e Polietileni prevalentemente in Italia e Resto d'Europa;
- (v) *Ingegneria & Costruzioni*: operante nelle attività di ingegneria e costruzione e perforazioni sia *Offshore* che *Onshore* a servizio dell'industria Oil & Gas;
- (vi) *Altre attività* concernenti la chimica di base e la bonifica dei siti industriali; e
- (vii) *Corporate* e società finanziarie: relativo alle attività di direzione e coordinamento del Gruppo e di fornitura di servizi di supporto del business, nonché alle attività finanziarie di Gruppo.

7.2 SOCIETÀ CONTROLLATE DALL'EMITTENTE

Al 31 dicembre 2010 il Gruppo Eni è formato da 270 imprese incluse nell'area di consolidamento. Di seguito il dettaglio:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Eestero	Totale	Italia	Eestero	Totale	Italia	Eestero	Totale
Imprese consolidate	49	221	270						
Partecipazioni di imprese consolidate ^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	13	47	60	40	99	139			
Valutate con il metodo del costo	5	11	16	7	28	35	8	29	37
	18	58	76	47	127	174	8	29	37
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		2	2						
Possedute da imprese controllate a controllo congiunto				3	28	31			
		2	2	3	28	31			
Totale imprese	67	281	348	50	155	205	8	29	37

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi.

8. INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE**8.1 CAMBIAMENTI NEGATIVI SOSTANZIALI DELLE PROSPETTIVE DELL'EMITTENTE E DEL GRUPPO DALLA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2010**

Fatto salvo quanto indicato nella Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011, messa a disposizione del pubblico sul sito *internet* www.eni.com e presso la sede sociale dell'Emittente, non si sono verificati cambiamenti negativi sostanziali delle prospettive dell'Emittente dalla data dell'ultimo bilancio pubblicato sottoposto a revisione.

8.2 INFORMAZIONI SU TENDENZE, INCERTEZZE, RICHIESTE, IMPEGNI O FATTI NOTI CHE POTREBBERO RAGIONEVOLMENTE AVERE RIPERCUSSIONI SIGNIFICATIVE SULLE PROSPETTIVE DELL'EMITTENTE ALMENO PER L'ESERCIZIO IN CORSO

Fatto salvo quanto indicato nei Fattori di Rischio, alla data del presente Prospetto Informativo, non si riscontrano incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell'Emittente e del Gruppo per l'esercizio in corso.

9. PREVISIONI O STIME DEGLI UTILI

La Società si avvale della facoltà di non includere dati previsionali e stime di utili.

10. ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE E DI VIGILANZA

10.1 NOME, INDIRIZZO E FUNZIONI PRESSO L'EMITTENTE DEI MEMBRI DEGLI ORGANI AMMINISTRATIVI, DI DIREZIONE O DI VIGILANZA

10.1.1 Organi amministrativi

Consiglio di Amministrazione

Ai sensi dell'art. 17 dello Statuto, la Società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione, composto da un numero di membri non inferiore a tre e non superiore a nove. L'Assemblea ne determina il numero entro detti limiti. Ai sensi dell'art. 6.2, lettera d) dello Statuto, in aggiunta agli amministratori nominati dall'Assemblea, al Ministro dell'Economia e delle Finanze è riservata la nomina, da effettuarsi d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico, di un amministratore senza diritto di voto. Alla data del Prospetto Informativo, il Ministro dell'Economia e delle Finanze non si è avvalso di tale facoltà.

Gli amministratori non possono essere nominati per un periodo superiore a tre esercizi, che scade alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della loro carica, e sono rieleggibili. La nomina degli amministratori aventi diritto al voto avviene mediante voto di lista. Hanno diritto di presentare liste sia gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale o la diversa misura stabilita dalla Consob con proprio regolamento sia il Consiglio di Amministrazione uscente. Lo Statuto prevede che sette decimi (con arrotondamento, in caso di numero frazionario, all'unità inferiore) degli amministratori da eleggere siano tratti dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti e i restanti dalle altre liste che non siano collegate in alcun modo, nemmeno indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti. La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione. Se nel corso dell'esercizio vengono a mancare uno o più amministratori, si provvede ai sensi dell'articolo 2386 del Codice Civile, fatta eccezione per l'amministratore eventualmente nominato dal Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico. Se viene meno la maggioranza degli amministratori, si intende dimissionario l'intero Consiglio di Amministrazione e l'Assemblea deve essere convocata senza indugio dal Consiglio di Amministrazione per la ricostituzione dello stesso.

Tutti gli amministratori nominati devono possedere i requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente. Inoltre, ai sensi dell'art. 17.3 dello Statuto, almeno un amministratore, se il Consiglio di Amministrazione è composto da un numero di membri non superiore a cinque, ovvero almeno tre, se il Consiglio di Amministrazione è composto da un numero di membri superiore a cinque, devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci di società quotate dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza. La norma statutaria ha previsto un meccanismo, suppletivo rispetto al voto di lista, che assicuri comunque la presenza del numero minimo di amministratori indipendenti in Consiglio di Amministrazione. Il Codice Eni prevede ulteriori requisiti di indipendenza degli amministratori conformi a quelli previsti dal Codice di Autodisciplina.

Gli amministratori nominati devono comunicare alla Società l'eventuale perdita dei requisiti di indipendenza e onorabilità, nonché la sopravvenienza di cause di ineleggibilità e di incompatibilità.

Ai sensi dell'art. 17.3 dello Statuto, il Consiglio di Amministrazione valuta periodicamente l'indipendenza e l'onorabilità degli amministratori, nonché l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità. Nel caso in cui in capo ad un amministratore non sussistano o vengano meno i requisiti di indipendenza od onorabilità dichiarati e normativamente prescritti ovvero sussistano cause di ineleggibilità o incompatibilità, il Consiglio di Amministrazione dichiara la decadenza dell'amministratore e provvede per la sua sostituzione ovvero lo invita a far cessare la causa di incompatibilità entro un termine prestabilito, pena la decadenza dalla carica.

Alla data del Prospetto Informativo, il Consiglio di Amministrazione di Eni, nominato dall'Assemblea ordinaria in data 5 maggio 2011 ed in carica fino all'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013, è così composto:

Nome e cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Giuseppe Recchi	Presidente	Napoli, 20 gennaio 1964
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Vicenza, 28 novembre 1946
Carlo Cesare Gatto	Consigliere non esecutivo	Murazzano (CN), 17 ottobre 1941
Alessandro Lorenzi	Consigliere non esecutivo	Torino, 22 ottobre 1948
Paolo Marchioni	Consigliere non esecutivo	Verbania (VB), 30 settembre 1969
Roberto Petri	Consigliere non esecutivo	Pescara, 12 novembre 1949
Alessandro Profumo	Consigliere non esecutivo	Genova, 17 febbraio 1957
Mario Resca	Consigliere non esecutivo	Ferrara, 21 dicembre 1945
Francesco Taranto	Consigliere non esecutivo	Genova, 13 maggio 1940

Giuseppe Recchi, Paolo Scaroni, Carlo Cesare Gatto, Paolo Marchioni, Roberto Petri e Mario Resca sono stati nominati dalla lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Alessandro Lorenzi, Alessandro Profumo e Francesco Taranto sono stati nominati dalla lista presentata da un gruppo di investitori istituzionali italiani ed esteri.

Il *curriculum* personale e professionale degli amministratori è disponibile sul sito *internet* di Eni.

In ottemperanza alle disposizioni dello Statuto e del Regolamento Emittenti, nonché alle raccomandazioni del Codice Eni che prevedono la valutazione iniziale e periodica dei requisiti di indipendenza e onorabilità, nonché l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità da parte del Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 6 maggio 2011 il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese e delle informazioni a disposizione della Società, ha accertato in capo a tutti i consiglieri il possesso dei requisiti di onorabilità e l'assenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità, come richiesto dalla normativa vigente in relazione allo svolgimento del proprio ruolo, nonché il possesso da parte di tutti i consiglieri, escluso il Presidente e l'Amministratore Delegato (e in particolare, dei Consiglieri Gatto, Lorenzi, Marchioni, Petri, Profumo, Resca e Taranto), dei requisiti di indipendenza previsti dalla normativa vigente e dal Codice Eni.

I componenti del Consiglio di Amministrazione sono domiciliati per la carica presso la sede sociale di Eni.

Ai sensi dell'art. 23 dello Statuto, il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società, e, in particolare, ha facoltà

di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione ed il raggiungimento dell'oggetto sociale, esclusi soltanto gli atti che la legge o lo Statuto riservano all'Assemblea degli azionisti.

Ai sensi dell'art. 23.2 dello Statuto, il Consiglio di Amministrazione, in particolare, delibera sulle seguenti materie:

- fusione per incorporazione e scissione proporzionale di società le cui azioni o quote siano possedute dalla Società almeno nella misura del 90% del loro capitale sociale;
- istituzione e soppressione di sedi secondarie;
- adeguamento dello Statuto alle disposizioni normative.

Ai sensi dell'art. 24 dello Statuto, il Consiglio di Amministrazione delega proprie competenze ad uno dei suoi componenti nel rispetto dei limiti di cui all'art. 2381 del Codice Civile; il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Presidente, d'intesa con l'Amministratore Delegato, può, inoltre, conferire deleghe per singoli atti o categorie di atti anche ad altri membri del Consiglio di Amministrazione. In entrambi i casi, non possono essere conferite deleghe all'Amministratore nominato dal Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico.

La rappresentanza della Società di fronte a qualunque autorità giudiziaria o amministrativa e di fronte a terzi, nonché la firma sociale, spettano sia al Presidente sia all'Amministratore Delegato.

Alla data del Prospetto Informativo, risulta vigente il seguente assetto dei poteri in ambito aziendale:

Poteri del Presidente del Consiglio di Amministrazione:

Il Consiglio, nella riunione del 6 maggio 2011, ha attribuito al Presidente del Consiglio di Amministrazione deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e di accordi internazionali di rilevanza strategica, ai sensi dell'art. 24. 1 dello Statuto.

Il Presidente, inoltre, presiede l'Assemblea, convoca e presiede le riunioni del Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni assunte dal Consiglio di Amministrazione stesso.

Poteri dell'Amministratore Delegato:

Con delibera del 6 maggio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha nominato Amministratore Delegato e Direttore Generale Paolo Scaroni, conferendogli tutti i poteri di amministrazione della Società con l'esclusione di specifiche attribuzioni che il Consiglio si è espressamente riservato, oltre a quelle non delegabili per legge e Statuto.

Poteri del Consiglio di Amministrazione:

Con delibera del 6 maggio 2011, il Consiglio di Amministrazione di Eni si è riservato in esclusiva le attribuzioni strategiche, operative ed organizzative più rilevanti, oltre a quelle non delegabili per legge.

Il Consiglio di Amministrazione in particolare:

1. Definisce il sistema e le regole di governo societario della Società e del Gruppo. In particolare, sentito il Comitato per il controllo interno, adotta regole che assicurano la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e delle operazioni nelle quali un amministratore sia portatore di un interesse, per conto proprio o di terzi; adotta, inoltre, una procedura per la gestione e la comunicazione delle informazioni societarie, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate.
2. Istituisce i Comitati interni del Consiglio di Amministrazione, con funzioni propositive e consultive, nominandone i membri, stabilendone i compiti e il compenso e approvandone i regolamenti.
3. Attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato e al Presidente, definendone i limiti e le modalità di esercizio e determinando, esaminate le proposte dell'apposito Comitato e sentito il Collegio Sindacale, la retribuzione connessa alle deleghe. Può impartire direttive agli organi delegati e avocare operazioni rientranti nelle deleghe.
4. Definisce le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, ivi compreso il sistema di controllo interno, delle principali società controllate e del Gruppo. Valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile predisposto dall'Amministratore Delegato, con particolare riferimento alle modalità di gestione dei conflitti di interesse.
5. Definisce, in particolare, esaminate le proposte del Comitato per il controllo interno, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della Società e delle sue controllate. Valuta, con cadenza annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno, cui sovrintende l'Amministratore Delegato.
6. Definisce, su proposta dell'Amministratore Delegato, le linee strategiche e gli obiettivi della Società e del Gruppo incluse le politiche per la sostenibilità. Esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo, nonché gli accordi di carattere strategico della Società. Esamina e approva il piano degli interventi *non profit* della Società e approva gli interventi non inclusi nel piano di importo superiore ad Euro 500.000, ferma restando l'informativa periodica al Consiglio, ai sensi del punto 9, degli interventi non riconducibili al piano, non sottoposti all'approvazione consiliare.
7. Esamina e approva i *budgets* annuali delle Divisioni, della Società e quello consolidato del Gruppo.
8. Esamina e approva la Relazione finanziaria semestrale e i resoconti intermedi di gestione della Società e del Gruppo, previste dalla normativa vigente. Esamina e approva il bilancio di sostenibilità, da sottoporre all'Assemblea dei soci.
9. Riceve dagli amministratori con deleghe, in occasione delle riunioni del Consiglio di Amministrazione, e comunque con periodicità almeno bimestrale, un'informativa sull'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, sull'attività del Gruppo e sulle operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate della Società, che non siano sottoposte all'esame e approvazione del Consiglio di Amministrazione. In particolare, riceve periodicamente

un'informativa semestrale, con le relative motivazioni, delle modifiche intervenute nelle operazioni di investimento, già approvate dal Consiglio di Amministrazione, di cui al punto 12, lettere b) e c), per le quali si realizzi una delle seguenti condizioni:

- a) aumento del costo superiore al 15% (o al 30% per i progetti di esplorazione) nonché a 100 milioni di Euro o 150 milioni di dollari in valore assoluto (a seconda della valuta in cui è effettuato l'investimento), ovvero in ogni caso di superamento del predetto limite del 15% (o del 30%) qualora il NPV diventi negativo;
 - b) aumento dei tempi superiore ai sei mesi, qualora il NPV diventi negativo;
 - c) riduzione della redditività al di sotto dell'*hurdle rate*.
10. Riceve dai Comitati interni del Consiglio di Amministrazione un'informativa periodica semestrale.
 11. Valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, sulla base dell'informativa ricevuta dagli amministratori con deleghe, prestando particolare attenzione alle situazioni di conflitto di interesse e confrontando i risultati conseguiti, risultanti dal bilancio e dalle situazioni contabili periodiche, con quelli di *budget*.
 12. Esamina e approva le operazioni della Società e delle sue controllate che abbiano un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario per la Società, prestando particolare attenzione alle situazioni nelle quali uno o più amministratori abbiano un interesse, per conto proprio o di terzi, e alle operazioni con parti correlate. Nel caso di società quotate e delle società soggette alla disciplina dell'*unbundling* il Consiglio di Amministrazione ha cura di assicurare il principio di autonomia gestionale. È fatto salvo in ogni caso il rispetto degli obblighi di riservatezza relativi ai rapporti commerciali intercorrenti tra la società controllata ed Eni o terzi, per la tutela dell'interesse della controllata.

Sono considerate di significativo rilievo le seguenti operazioni:

- a) acquisizioni e alienazioni di partecipazioni, aziende o rami di azienda, titoli minerari e immobili, conferimenti, fusioni, scissioni e liquidazioni di società di valore superiore ad Euro 100 milioni, fermo quanto previsto dall'art. 23.2 dello Statuto;
- b) investimenti in immobilizzazioni tecniche di importo superiore ad Euro 300 milioni, ovvero anche di importo minore, se di particolare rilievo strategico o se presentano un particolare rischio;
- c) iniziative di esplorazione e operazioni di portafoglio del settore *Exploration & Production* in nuovi Paesi;
- d) compravendita di beni e servizi, diversi da quelli destinati a investimenti e dalle forniture di gas, ad un prezzo complessivo superiore ad Euro 1 miliardo – ad esclusione delle operazioni rientranti nella gestione ordinaria – ovvero di durata superiore a 20 anni; contratti di fornitura gas, o modifiche di tali contratti, di almeno tre miliardi di metri cubi annui e durata decennale;

- e) finanziamenti a soggetti diversi dalle società controllate: i) di ammontare superiore ad Euro 200 milioni, se in misura proporzionale alla quota di partecipazione ovvero ii) di qualunque importo, se a favore di società non partecipate o se in misura non proporzionale alla quota di partecipazione;
 - f) rilascio di garanzie, personali o reali, a soggetti diversi dalle società controllate: i) di importo superiore ad Euro 200 milioni, se nell'interesse della Società o di società controllate ovvero nell'interesse di società partecipate non controllate purché la garanzia sia proporzionale alla quota di partecipazione, ovvero ii) di qualunque importo, se nell'interesse di società partecipate non controllate e la garanzia non è proporzionale alla quota di partecipazione. Per il rilascio delle garanzie di cui al punto i), di importo compreso tra Euro 100 e 200 milioni, il Consiglio di Amministrazione conferisce delega congiunta all'Amministratore Delegato e al Presidente;
 - g) contratti di intermediazione di Eni.
- 13. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, i Direttori Generali, conferendo loro i relativi poteri. Nel caso di nomina dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale, la proposta è del Presidente.
 - 14. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, previo parere favorevole del Collegio Sindacale, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e vigila affinché il dirigente disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti a lui attribuiti dalla legge, nonché sul rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili predisposte da detto dirigente.
 - 15. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, e sentito il Comitato per il controllo interno, il Preposto al controllo interno e il Responsabile *Internal Audit*, definendone la remunerazione coerentemente con le politiche retributive della Società, e approva le linee di indirizzo dell'attività del Preposto e dell'*Internal Audit*.
 - 16. Assicura che sia identificato il soggetto incaricato della struttura responsabile della gestione dei rapporti con gli azionisti.
 - 17. Definisce, esaminate le proposte dell'apposito Comitato, i criteri per la remunerazione dell'alta dirigenza della Società e del Gruppo e dà attuazione ai piani di compenso basati su azioni o strumenti finanziari deliberati dall'Assemblea.
 - 18. Delibera, su proposta dell'Amministratore Delegato, sull'esercizio del diritto di voto e sulle designazioni dei componenti degli organi delle principali società controllate. Nel caso di società quotate il Consiglio di Amministrazione ha cura di assicurare il rispetto delle previsioni del Codice di Autodisciplina di competenza dell'assemblea.
 - 19. Formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci.
 - 20. Esamina e delibera sulle altre questioni che gli amministratori con deleghe ritengano opportuno sottoporre all'attenzione del Consiglio di Amministrazione, per la particolare rilevanza o delicatezza.

Ai fini della presente delibera e del Codice Eni, per “principali società controllate” e per “società controllate aventi rilevanza strategica” si intendono le seguenti società: Saipem, Snam Rete Gas, Eni International e Polimeri Europa.

Il Consiglio di Amministrazione può, inoltre, nel corso dell'esercizio, deliberare la distribuzione agli azionisti di acconti sul dividendo, come consentito dall'art. 29.3 dello Statuto.

10.1.2 Organi di vigilanza

Collegio Sindacale

Ai sensi dell'art. 149 del TUF, il Collegio Sindacale vigila: (i) sull'osservanza della legge e dello Statuto; (ii) sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione; (iii) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina cui la Società si attiene; (iv) sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alla società controllate per garantire il corretto adempimento degli obblighi previsti dalla legge.

Ai sensi dell'art. 19 del Decreto legislativo 39/2010, il Collegio Sindacale svolge le funzioni ad esso attribuite in qualità di “Comitato per il controllo interno e la revisione contabile”. In tale veste, il Collegio Sindacale vigila su: (a) il processo di informativa finanziaria; (b) l'efficacia dei sistemi di controllo interno, di revisione interna, se applicabile, e di gestione del rischio; (c) la revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati; (d) l'indipendenza del revisore legale e della società di revisione legale, in particolare per quanto concerne la prestazione di servizi non di revisione all'ente sottoposto alla revisione legale dei conti. Inoltre, ai sensi del Codice Eni, il Collegio Sindacale vigila sull'indipendenza della Società di Revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia, quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati al Gruppo Eni direttamente o tramite società appartenenti alla sua rete.

Infine, ai sensi dell'art. 13 del Decreto legislativo 39/2010, il Collegio Sindacale, formula la proposta motivata all'Assemblea relativamente al conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti e alla determinazione del compenso da riconoscere al revisore.

L'art. 28 dello Statuto prevede che il Collegio Sindacale sia costituito da cinque sindaci effettivi e da due sindaci supplenti, nominati dall'Assemblea per tre esercizi sulla base di liste presentate dagli azionisti. I sindaci uscenti sono rieleggibili. Hanno diritto di presentare le liste gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale o la diversa misura stabilita dalla Consob con proprio regolamento. Due sindaci effettivi e uno supplente sono tratti dalle liste che non siano collegate in alcun modo, neppure indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti. L'Assemblea nomina Presidente del Collegio Sindacale uno dei sindaci effettivi eletti dalle liste che non siano collegate in alcun modo, neppure indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti. La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale. In caso di sostituzione di un sindaco tratto dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti, subentra il sindaco supplente tratto dalla stessa lista; in caso

di sostituzione di un sindaco tratto dalle altre liste, subentra il sindaco supplente tratto da tali liste.

Tutti i sindaci nominati devono possedere specifici requisiti di indipendenza prescritti dall'art. 148 del TUF, nonché i requisiti di professionalità e onorabilità indicati nel decreto del 30 marzo 2000, n. 162 del Ministero della Giustizia. Per quanto riguarda i requisiti di professionalità, l'art. 28 dello Statuto, precisa che i requisiti possono maturarsi anche attraverso esperienze professionali o di insegnamento, di almeno un triennio, nelle materie del diritto commerciale, dell'economia aziendale e della finanza aziendale ovvero anche attraverso l'esercizio, per almeno un triennio, di funzioni dirigenziali nei settori ingegneristico e geologico.

Alla data del presente Prospetto Informativo, il Collegio Sindacale nominato dall'Assemblea ordinaria del 5 maggio 2011 ed in carica fino all'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013, è così composto:

Nome e cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Ugo Marinelli	Presidente	Roma, 17 ottobre 1941
Roberto Ferranti	Sindaco effettivo	Roma, 4 gennaio 1947
Paolo Fumagalli	Sindaco effettivo	Busto Arsizio (VA), 24 giugno 1960
Renato Righetti	Sindaco effettivo	Roma, 4 dicembre 1946
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	Samarate (VA), 3 maggio 1945
Francesco Bilotti	Sindaco supplente	Marano Principato (CS), 11 agosto 1941
Maurizio Lauri	Sindaco supplente	Roma, 16 agosto 1962

Roberto Ferranti, Paolo Fumagalli, Renato Righetti e Francesco Bilotti sono stati nominati dalla lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Ugo Marinelli, Giorgio Silva e Maurizio Lauri sono stati nominati dalla lista presentata da un gruppo di investitori istituzionali italiani ed esteri.

Il *curriculum* personale e professionale dei sindaci è disponibile sul sito *internet* di Eni.

In ottemperanza alle disposizioni del Regolamento Emittenti e delle raccomandazioni del Codice Eni, nella riunione del 6 maggio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha accertato il possesso dei requisiti di professionalità e onorabilità dei sindaci di cui al D.M. 30 marzo 2000, n. 162, come specificati dall'art. 28.1 dello statuto, nonché dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge e dal Codice Eni.

I componenti del Collegio Sindacale sono domiciliati per la carica presso la sede sociale di Eni.

10.1.3 Direttori Generali e principali dirigenti

Ai sensi dell'art. 24 dello Statuto, il Consiglio di Amministrazione può nominare uno o più Direttori Generali, definendone i relativi poteri, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, previo accertamento del possesso dei requisiti di onorabilità normativamente prescritti. Il Consiglio di Amministrazione valuta periodicamente l'onorabilità dei Direttori Generali sulla base di dichiarazioni effettuate dai Direttori stessi; il difetto dei requisiti determina la decadenza dalla carica.

I Direttori Generali, inoltre, devono rispettare quanto stabilito dal Consiglio di Amministrazione in ordine al cumulo degli incarichi, con riferimento alla disciplina prevista per l'amministratore esecutivo.

Oltre all'Amministratore Delegato Paolo Scaroni, il Consiglio di Amministrazione ha nominato tre Direttori Generali responsabili delle tre divisioni operative di Eni: Claudio Descalzi, Direttore Generale della divisione *Exploration & Production*; Domenico Dispenza, Direttore Generale della divisione *Gas & Power* e Angelo Fanelli, Direttore Generale della Divisione *Refining & Marketing*.

Nella riunione del 10 marzo 2011, il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese, ha constatato il possesso dei requisiti di onorabilità e ha altresì verificato che i Direttori Generali rispettano i limiti al cumulo degli incarichi stabiliti.

Nella seguente tabella sono riportati i nominativi dei Direttori Generali e dei principali dirigenti della Società con responsabilità strategiche. Per i dati relativi a Paolo Scaroni, si rinvia alla tabella contenuta nel precedente Paragrafo 10.1.1.

Nome e cognome	Carica	Luogo e data di nascita	Data di assunzione
Claudio Descalzi	Direttore Generale Divisione <i>Exploration & Production</i>	Milano, 27 febbraio 1955	22 aprile 1981
Domenico Dispenza	Direttore Generale Divisione <i>Gas & Power</i>	Trieste, 22 aprile 1946	21 gennaio 1974
Angelo Fanelli	Direttore Generale Divisione <i>Refining & Marketing</i>	Roma, 24 giugno 1952	14 aprile 1981
Raffaella Leone	Assistente Esecutivo dell'Amministratore Delegato	La Spezia (SP), 9 maggio 1962	1 giugno 2005
Alessandro Bernini	<i>Chief Financial Officer</i> e Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari	Borgonuovo Val Tidone (PC), 8 agosto 1960	1 settembre 1996
Salvatore Sardo	<i>Chief Corporate Operations Officer</i>	Torino, 28 novembre 1952	1 luglio 2005
Stefano Lucchini	Direttore Relazioni Istituzionali e Comunicazione	Roma, 21 giugno 1962	18 luglio 2005
Massimo Mantovani	Direttore Affari Legali	Milano, 3 ottobre 1963	1 giugno 1993
Marco Petrachini	Direttore <i>Internal Audit</i>	Roma, 7 aprile 1964	1 aprile 1999
Roberto Ulissi	Direttore Affari Societari e <i>Governance</i> e Segretario del Consiglio di Amministrazione	Roma, 20 agosto 1962	1 maggio 2006

I Direttori Generali e i principali dirigenti sono domiciliati per la carica presso la sede sociale di Eni.

10.1.4 Principali attività svolte dai membri del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale, dai Direttori Generali nonché dai principali dirigenti al di fuori della Società

Di seguito si descrivono le principali attività svolte dai membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, dai Direttori Generali nonché dai principali dirigenti al di fuori della Società ed aventi rilevanza per l'Emittente stesso.

Consiglio di Amministrazione

Ai fini dei punti 1.C.2. e 1.C.3. del Codice Eni, per assicurare che gli amministratori possano dedicare il tempo necessario per l'efficace svolgimento del loro incarico, il Consiglio di Amministrazione ha espresso il seguente orientamento sul cumulo degli amministratori:

- un amministratore esecutivo non dovrebbe ricoprire: (i) la carica di consigliere esecutivo in altra società quotata, italiana o estera, ovvero in una società finanziaria, bancaria o

assicurativa o con un patrimonio netto superiore ad Euro 10 miliardi e (ii) la carica di consigliere non esecutivo o sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle predette società;

- un amministratore non esecutivo, oltre alla carica ricoperta nella Società, non dovrebbe ricoprire: (i) la carica di consigliere esecutivo in più di una delle predette società e la carica di consigliere non esecutivo o di sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle società indicate, ovvero (ii) la carica di consigliere non esecutivo o di sindaco in più di sei delle predette società.

Restano escluse dal limite del cumulo le cariche ricoperte in società del Gruppo Eni.

In ogni caso, prima di assumere un incarico di amministratore o di sindaco (o membro di altro organo di controllo) in altra società non partecipata o controllata, direttamente o indirettamente, da Eni, l'amministratore esecutivo informa il Consiglio di Amministrazione, che preclude l'assunzione dell'incarico ove ne ravvisi l'incompatibilità con le funzioni attribuite all'amministratore esecutivo o con l'interesse di Eni.

Sulla base delle comunicazioni ricevute, rese in base alle previsioni del Codice Eni, sono indicati di seguito gli incarichi, quali componenti di organi di amministrazione e controllo, ricoperti dagli amministratori in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative, in società di rilevanti dimensioni o in altre società od organismi comunque rilevanti.

Nome e cognome	Attività
Giuseppe Recchi	Vicepresidente del Consiglio di Amministrazione di GE Capital S.p.A. Consigliere di Exor S.p.A. Componente dello European Advisory Board Blackstone Componente del Consiglio Direttivo Confindustria Componente del Consiglio Direttivo Assonime Componente del Comitato Promotore Roma 2020
Paolo Scaroni	Vice Presidente di LSEG plc (London Stock Exchange Group) Consigliere di Assicurazioni Generali S.p.A. Consigliere di Veolia Environment SA. Consigliere di Board of Overseers della Columbia Business school di New York Consigliere della Fondazione Teatro alla Scala
Carlo Cesare Gatto	Presidente del Consiglio di Amministrazione di Deadprinting Officine Grafiche Novara 2001 Presidente del Consiglio di Amministrazione di IAM International Advising & Managing S.r.l. Presidente del Consiglio di Amministrazione di Flenco Fluid System S.r.l. Consigliere di First Atlantic RE SGR – S.p.A. Presidente del Collegio Sindacale di Rai S.p.A. Presidente del Collegio Sindacale di Natuzzi S.p.A.
Alessandro Lorenzi	Presidente del Consiglio di Amministrazione di Società Metropolitana Acque Torino S.p.A.
Paolo Marchioni	Presidente del Consiglio di Amministrazione di Finpiemonte partecipazioni S.p.A.
Roberto Petri	Consigliere di Fondazione Ravenna Festival
Alessandro Profumo	Consigliere dell'Università Bocconi Consigliere della Fondazione Arnaldo Pomodoro Componente del Supervisory Board Sberbank Presidente di Appeal Strategy & Finance S.r.l.
Mario Resca	Direttore Generale per la valorizzazione del Patrimonio culturale del Ministero per i Beni e le Attività Culturali Presidente di Confimprese Consigliere di Mondadori S.p.A.
Francesco Taranto	Consigliere di Cassa di Risparmio di Firenze

Sulla base delle informazioni fornite, successivamente alla nomina nella riunione del 6 maggio 2011 il Consiglio di Amministrazione ha verificato che gli amministratori rispettano i citati limiti al cumulo degli incarichi.

Collegio Sindacale

Ai sensi della normativa vigente, non possono assumere la carica di componente dell'organo di controllo di un emittente coloro i quali ricoprono la medesima carica in cinque emittenti. Essi possono rivestire altri incarichi di amministrazione e di controllo in società di capitali italiane entro i limiti fissati dalla Consob in materia, con proprio regolamento. I sindaci sono tenuti a comunicare gli incarichi assunti o cessati, con le modalità e i termini previsti dalla regolamentazione vigente, alla Consob, la quale pubblica le informazioni acquisite, rendendole disponibili nel proprio sito Internet.

Sulla base delle comunicazioni ricevute, si rappresenta quanto segue:

Nome e cognome	Attività
Ugo Marinelli	Sindaco effettivo di Enel Distribuzione S.p.A.
Roberto Ferranti	Amministratore di Equitalia Cerit S.p.A.
Paolo Fumagalli	Presidente di Intesa Sanpaolo Vita S.p.A. Presidente di Intesa Sanpaolo Previdenza S.p.A. Presidente di CAPFIN S.p.A. Presidente di BFS Partner S.p.A. Consigliere di Leasint S.p.A. Sindaco effettivo di Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. Sindaco effettivo di ASPEN Energia S.r.l. Sindaco effettivo di ARRIVA ITALIA S.r.l.
Renato Righetti	Sindaco effettivo di Ansaldo STS S.p.A.
Giorgio Silva	Presidente del Collegio Sindacale di Kedrios S.p.A. Presidente del Collegio Sindacale di TSP – Tecnologie e Servizi per il Pubblico S.r.l. Sindaco effettivo di Hewlett Packard Italiana S.r.l. Sindaco effettivo di Alitalia Compagnia Aerea Italiana S.p.A. Sindaco effettivo di CAI Second S.p.A. Sindaco effettivo di Air One S.p.A. Sindaco effettivo di Alitalia Cityliner S.p.A. Sindaco effettivo di Air One Technic S.p.A. Sindaco effettivo di RCS Mediagroup S.p.A. Sindaco effettivo di SIA S.p.A. Sindaco effettivo di Bolton Alimentari S.p.A.

Direttori Generali e principali dirigenti

Per i dati riguardanti Paolo Scaroni, si rinvia alla tabella precedente relativa al Consiglio di Amministrazione.

Nome e cognome	Attività
Claudio Descalzi	Consigliere Eni Trading & Shipping S.p.A. Chairman Eni UK Limited
Domenico Dispenza	Consigliere Eni Trading & Shipping S.p.A. Managing Director Blue Stream Pipeline Company B.V.
Angelo Fanelli	Presidente Eni Trading & Shipping S.p.A.
Raffaella Leone	Consigliere Agenzia Giornalistica Italia S.p.A. Presidente Servizi Aerei S.p.A.
Alessandro Bernini	Presidente Eni Adfin S.p.A. Consigliere Snam Rete Gas S.p.A.
Salvatore Sardo	Consigliere Eni Trading & Shipping S.p.A. Presidente Snam Rete Gas S.p.A. Presidente Eni Corporate University S.p.A.
Stefano Lucchini	Consigliere Agenzia Giornalistica Italia S.p.A.
Massimo Mantovani	Consigliere Snam Rete Gas S.p.A.
Roberto Ulissi	Director Eni International B.V.
Marco Petracchini	Nessun incarico ricoperto

10.2 CONFLITTI DI INTERESSI DEGLI ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE E DI VIGILANZA

Alla data del Prospetto Informativo, per quanto a conoscenza dell'Emittente, nessun membro del Consiglio di Amministrazione o del Collegio Sindacale dell'Emittente, né i Direttori Generali né i principali dirigenti sono portatori di interessi privati in conflitto con i propri obblighi derivanti dalla carica o qualifica ricoperta nella Società.

In attuazione della delega contenuta nell'articolo 2391-bis del Codice Civile, il 12 marzo 2010 la Consob ha approvato il Regolamento Parti Correlate che impone alle società quotate l'adozione di procedure che assicurino trasparenza e correttezza sostanziale e procedurale alle operazioni con parti correlate.

A tal fine, tenendo anche conto delle raccomandazioni in materia stabilite dal Codice Eni, il 18 novembre 2010, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la procedura (*Management System Guideline*) "Operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci e operazioni con parti correlate", efficace a decorrere dal 1° gennaio 2011. Sulla procedura ha espresso preventivo parere favorevole e unanime il Comitato per il controllo interno di Eni, interamente composto da amministratori indipendenti ai sensi del Codice di Autodisciplina e del citato Regolamento. La procedura adottata, pur riprendendo in larga parte definizioni e previsioni del Regolamento Parti Correlate, in un'ottica di maggiore tutela e migliore operatività, estende l'applicazione di tale procedura a tutte le operazioni compiute dalle società controllate e da altri soggetti ad esse assimilabili con Eni e con le parti correlate di Eni S.p.A.. A tal fine, anche la definizione di "parte correlata" è stata estesa e meglio dettagliata.

Conformemente alle previsioni del Regolamento Parti Correlate, le operazioni con parti correlate sono state distinte in operazioni di minore rilevanza, operazioni di maggiore rilevanza e operazioni esenti. In particolare, in caso di operazioni di minore rilevanza, è stato previsto che gli amministratori riuniti nel Comitato per il controllo interno, (ovvero nel Compensation Committee, in caso di operazioni in

materia di remunerazioni), esprimano un parere motivato non vincolante sull'operazione. Qualora si tratti di operazioni di maggiore rilevanza, ferma la competenza decisionale del Consiglio di Amministrazione, gli amministratori indipendenti riuniti nel Comitato per il controllo interno, (ovvero nel Compensation Committee, in caso di operazioni in materia di remunerazioni) devono essere coinvolti già nella fase istruttoria dell'operazione ed esprimere un parere vincolante sull'operazione. Con riferimento all'informativa al pubblico, la procedura richiama integralmente le disposizioni previste dal Regolamento Parti Correlate.

Le procedure adottate definiscono inoltre i tempi, le responsabilità e gli strumenti di verifica da parte delle risorse Eni interessate, nonché i flussi informativi che devono essere rispettati per la corretta applicazione delle regole; è stata rimessa alle disposizioni applicative la definizione dei meccanismi autorizzativi e degli adempimenti connessi alle verifiche. Infine, in attuazione della previsione di cui al paragrafo 9 del Codice Eni, e coerentemente con la scelta già effettuata in occasione dell'emanazione delle norme precedentemente in vigore, è stata dettata una disciplina specifica, anche comportamentale, per le operazioni nelle quali un amministratore o un sindaco abbia un interesse, per conto proprio o di terzi.

In particolare, sono stati precisati gli obblighi di verifica, valutazione e motivazione connessi all'istruttoria e al compimento di un'operazione con un soggetto di interesse di amministratore o sindaco. A tal riguardo, è stato previsto un approfondito e documentato esame, nella fase istruttoria e nella fase deliberativa, delle motivazioni dell'operazione, con l'evidenza dell'interesse della società al suo compimento nonché della convenienza ed equità delle condizioni previste. Resta ferma la previsione di un parere non vincolante da parte del Comitato per il controllo interno qualora l'operazione sia di competenza del Consiglio di Amministrazione di Eni.

Al fine di rendere tempestiva ed efficace l'attività di verifica dell'applicazione della *Management System Guideline*, è stata creata una banca dati, in cui sono ordinate le parti correlate di Eni e i soggetti d'interesse di amministratori e sindaci di Eni, e un applicativo informatico di ricerca cui i procuratori di Eni e delle società controllate e i soggetti delegati all'istruttoria delle operazioni possono accedere per verificare la natura della controparte dell'operazione.

Il testo della *Management System Guideline* "Operazioni con interessi degli amministratori e dei sindaci e operazioni con parti correlate" è disponibile nella sezione Governance del sito Internet della Società www.eni.com.

11. PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

11.1 INFORMAZIONI SUI COMITATI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE DELL'EMITTENTE

Il 6 maggio 2011 il Consiglio di Amministrazione ha istituito al proprio interno tre comitati con funzioni consultive e propositive: (a) il Comitato per il controllo interno, (b) il *Compensation Committee* e (c) l'*Oil-Gas Energy Committee*. La composizione, i compiti ed il funzionamento dei comitati sono disciplinati dal Consiglio di Amministrazione in appositi regolamenti nel rispetto dei criteri fissati dal Codice Eni.

I comitati previsti dal Codice di Autodisciplina sono composti da non meno di tre membri e comunque in numero inferiore alla maggioranza dei membri del Consiglio di Amministrazione. Tutti i comitati devono essere composti da amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti. Nello svolgimento delle proprie funzioni i comitati hanno la facoltà di accedere alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei loro compiti, dispongono di risorse finanziarie adeguate e della facoltà di avvalersi di consulenti esterni nei termini stabiliti dal Consiglio di Amministrazione. Alle riunioni dei comitati possono partecipare il Presidente del Collegio Sindacale o altro sindaco effettivo da questi designato, nonché, su invito e con riferimento a singoli punti dell'ordine del giorno, anche soggetti che non ne siano membri. Le riunioni dei comitati sono verbalizzate a cura dei rispettivi Segretari.

Tutti i comitati forniscono al Consiglio di Amministrazione, almeno semestralmente, non oltre il termine per l'approvazione del bilancio e della relazione semestrale, un'informativa sull'attività svolta.

Il 28 luglio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha poi istituito, in aggiunta ai tre suddetti comitati, il Comitato per le nomine.

Le principali caratteristiche e funzioni dei quattro comitati sono indicate di seguito.

11.1.1 Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno ha funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in materia di Sistema di controllo interno. Alla data del presente Prospetto Informativo, il Comitato per il controllo interno è composto esclusivamente da amministratori indipendenti, in possesso dei requisiti di professionalità richiesti dal Codice Eni e riferisce al Consiglio di Amministrazione sull'attività svolta e sull'adeguatezza del sistema di controllo interno almeno semestralmente, non oltre il termine per l'approvazione del bilancio e della relazione semestrale.

Il Comitato per il controllo interno svolge le seguenti principali funzioni:

- esaminare e valutare, unitamente al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e con la Società di revisione, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione della Relazione finanziaria annuale e semestrale, preliminarmente all'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione;
- assistere, con funzioni propositive e consultive, il Consiglio nella definizione delle linee di indirizzo del Sistema di controllo interno;

- esprimere pareri, su richiesta dell'Amministratore Delegato, su specifici aspetti del processo di identificazione dei principali rischi aziendali, nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del Sistema di controllo interno;
- sovrintendere alle attività della Direzione *Internal Audit* e del Preposto al controllo interno; in tale ambito il Comitato esamina, tra l'altro: la proposta del Piano di *Audit* e le eventuali sue variazioni in corso di esercizio; il *budget* della Direzione; le relazioni periodiche e gli indicatori di *performance* sulle attività svolte;
- esaminare e valutare: i) i rilievi che emergono dai rapporti di *audit* e le evidenze della correlata attività di monitoraggio delle azioni di miglioramento del Sistema di controllo interno pianificate a valle delle verifiche svolte; ii) le evidenze desumibili dal *reporting* periodico sugli esiti delle attività di monitoraggio sullo stato del Sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, sulla sua adeguatezza ed effettiva applicazione, nonché l'adeguatezza dei poteri e mezzi assegnati al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari; iii) le comunicazioni e le informazioni ricevute dal Collegio Sindacale e dai suoi componenti in merito al Sistema di controllo interno, anche con riferimento agli esiti dell'attività di istruttoria curate dall'*Internal Audit* a fronte di segnalazioni ricevute anche in forma anonima (c.d. *whistleblowing*); iv) le evidenze desumibili dalle relazioni e dalle *management letter* emesse dalla Società di revisione; v) le relazioni periodiche dell'Organismo di Vigilanza, anche in qualità di Garante del Codice Etico; vi) le evidenze desumibili dalle relazioni periodiche del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e di quelle del Preposto al controllo interno; vii) le informative sul Sistema di controllo interno relativo alle strutture della società anche nell'ambito di incontri periodici con il *management* e le informative sulle indagini ed esami svolti da terzi;
- svolgere specifiche ulteriori attività finalizzate all'espressione di analisi e pareri in merito alle materie di competenza, in base alle richieste di approfondimento formulate dal Consiglio e in particolare svolgere i compiti ad esso assegnati dalla *Management System Guideline* sulle "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", in merito alla quale il Comitato, anche in qualità di "Comitato degli amministratori indipendenti", come previsto dal Regolamento Consob in materia, ha espresso all'unanimità il proprio parere favorevole. In particolare, il Comitato è chiamato ad esprimere una propria valutazione sull'interesse della Società al compimento delle operazioni con parti correlate, nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni e, in occasione del compimento di operazioni di maggiore rilevanza, a partecipare anche alla fase istruttoria delle stesse.

Nella riunione del 6 maggio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha nominato componenti del Comitato per il controllo interno i seguenti amministratori, tutti non esecutivi indipendenti: Alessandro Lorenzi (Presidente), Carlo Cesare Gatto, Paolo Marchioni e Francesco Taranto.

11.1.2 *Compensation Committee*

Il *Compensation Committee* ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in materia di remunerazione degli amministratori con deleghe e dei componenti dei comitati di amministratori costituiti dal Consiglio di Amministrazione, nonché su indicazioni dell'Amministratore Delegato, in materia di: (i) Piani di incentivazione annuale e di lungo termine, anche a base azionaria; (ii) Criteri generali per la remunerazione dei Dirigenti

con responsabilità strategiche; e (iii) Obiettivi e risultati dei piani di *performance* ed incentivazione. Il Comitato esprime, inoltre, i pareri eventualmente richiesti dalla procedura in tema di operazioni con parti correlate nei termini previsti dalla medesima procedura.

Nella riunione del 6 maggio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha nominato componenti del *Compensation Committee* i seguenti amministratori, tutti non esecutivi indipendenti: Mario Resca (Presidente), Caro Cesare Gatto, Roberto Petri e Alessandro Profumo.

11.1.3 Comitato per le nomine

Oltre ai compiti previsti dal Codice Eni, il Comitato ha funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio in relazione a: nomine di competenza del Consiglio di Amministrazione dei dirigenti della Società e dei componenti degli organi delle società controllate; piani di successione dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società; autovalutazione annuale del Consiglio di Amministrazione e dei suoi comitati; orientamento sul cumulo degli incarichi degli amministratori; valutazione dei loro requisiti, nonché delle eventuali attività da essi svolte in concorrenza.

Nella riunione del 28 luglio, il Consiglio di Amministrazione ha nominato componenti del Comitato per le nomine i seguenti amministratori, tutti non esecutivi e, coerentemente con quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, in maggioranza indipendenti: Giuseppe Recchi (Presidente), Alessandro Lorenzi, Alessandro Profumo e Mario Resca. Il Comitato delibera su proposta dell'Amministratore Delegato, che partecipa alle relative riunioni.

11.1.4 Oil - Gas Energy Committee

L'*Oil - Gas Energy Committee* ha il compito di monitorare l'andamento dei mercati energetici internazionali, nonché funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in relazione agli scenari energetici sottostanti all'elaborazione dei Piani Strategici.

Nella riunione del 6 maggio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha nominato componenti dell'*Oil - Gas Energy Committee* i seguenti amministratori, tutti non esecutivi indipendenti: Alessandro Profumo (Presidente), Alessandro Lorenzi, Paolo Marchioni, Roberto Petri, Mario Resca e Francesco Taranto.

11.2 DICHIARAZIONE ATTESTANTE L'OSSERVANZA DA PARTE DELL'EMITTENTE DELLE NORME IN MATERIA DI GOVERNO SOCIETARIO VIGENTI NEL PAESE DI COSTITUZIONE

Eni dichiara di osservare tutte le normative in materia di governo societario attualmente in vigore in Italia.

Adesione al Codice di Autodisciplina e al Codice Eni

Con delibera del Consiglio di Amministrazione del 13 dicembre 2006, coerentemente con analoga decisione assunta il 20 gennaio 2000, Eni ha aderito al nuovo Codice di Autodisciplina delle società quotate promosso da Borsa Italiana, nella versione emanata il 14 marzo 2006.

Sulla base del Codice di Autodisciplina, Eni ha adottato un proprio codice di autodisciplina (il "**Codice Eni**"), con l'obiettivo di recepirne le previsioni, adeguandole alla realtà specifica di Eni, e di valorizzarne alcuni principi. Sin dal 13 dicembre 2006, il Collegio Sindacale aderisce espressamente

alle disposizioni del Codice che lo riguardano. Le previsioni del Codice di Autodisciplina che si riferiscono a competenze dell'Assemblea sono state poste in forma di auspicio o raccomandazione, non potendo il Consiglio garantirne l'osservanza.

Il Codice Eni, in particolare, tiene conto del fatto che Eni è una società capogruppo, non controllata da altra società, né sottoposta ad altrui direzione o coordinamento. Parimenti, il Codice Eni tiene conto delle vigenti disposizioni statutarie che stabiliscono un sistema di amministrazione e controllo di tipo tradizionale (eliminando, quindi, le previsioni relative ai modelli monistico e dualistico contenute nel Codice di Autodisciplina), la separazione delle cariche di Presidente e Amministratore Delegato (che non rende necessaria la nomina di un *lead independent director*) e che dettano specifiche previsioni sulla nomina e la composizione del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale.

Alcune raccomandazioni generiche del Codice di Autodisciplina sono state specificate, in particolare quelle relative ai criteri di indipendenza degli amministratori. A questo riguardo, i criteri di indipendenza ricalcano perfettamente quelli previsti dal Codice di Autodisciplina specificandoli in tre punti:

- l'identificazione delle "società controllate aventi rilevanza strategica", in cui l'amministratore sia stato eventualmente esponente di rilievo, sulla base della valutazione del Consiglio di Amministrazione;
- l'individuazione nel 30% dell'emolumento "fisso" di amministratore non esecutivo della Società la "remunerazione aggiuntiva" che pregiudica la posizione di indipendenza;
- la definizione di "stretti familiari", intendendosi per tali parenti o affini entro il secondo grado.

Alcune disposizioni del Codice Eni sono destinate ad elevare il livello di *governance* proposto dal Codice di Autodisciplina ed in particolare:

- l'interesse di tutti gli *stakeholder* è stato assunto come criterio di riferimento per gli amministratori; i quali agiscono e deliberano in modo informato e in autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti, tenendo presenti gli interessi degli altri *stakeholder*;
- la periodicità minima dell'informativa al Consiglio di Amministrazione da parte degli amministratori con deleghe è stata ridotta da tre a due mesi;
- per l'autovalutazione del Consiglio di Amministrazione è prevista la possibilità di avvalersi dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, allo scopo di assicurare maggiore obiettività al lavoro svolto;
- è stato sottolineato l'impegno di amministratori e sindaci ad accettare e a mantenere la carica fin quando possono assicurare la disponibilità del tempo necessario allo svolgimento del compito;
- sono state specificate le raccomandazioni previste dall'art. 3 del del Codice di Autodisciplina sui criteri di indipendenza degli amministratori, adottando formulazioni puntuali per l'individuazione della "significativa remunerazione aggiuntiva" che potrebbe pregiudicarne l'autonomia, nonché per la definizione di "stretti familiari";
- è stato previsto che i comitati interni del Consiglio di Amministrazione previsti dal Codice Eni non possano essere composti da un numero di consiglieri che rappresentino la maggioranza del

Consiglio di Amministrazione, per non alterare il processo di formazione della volontà consiliare;

- è stato previsto il parere del Comitato per il controllo interno sulle regole per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e di quelle nelle quali un amministratore sia portatore di un interesse;
- è previsto che almeno due componenti del Comitato per il controllo interno possiedano una adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria (il Codice di Autodisciplina ne prevede uno solo);
- per la nomina del Preposto al controllo interno, è previsto che la proposta al Consiglio di Amministrazione sia formulata dall'Amministratore Delegato d'intesa con il Presidente. Il Consiglio di Amministrazione, con delibera del 30 ottobre 2008, ha inoltre previsto a tal fine sia sentito anche il Comitato per il controllo interno e che le medesime modalità di nomina si applichino anche al responsabile *Internal Audit*, nominando quindi quest'ultimo con il parere positivo del Comitato, quale Preposto al controllo interno di Eni.

Eni ha inoltre definito i principi generali di *governance* applicati, nella sua qualità di azionista, per l'individuazione dei sistemi di amministrazione e controllo, nonché per la composizione degli organi sociali e la definizione dei relativi criteri di designazione, delle società da essa partecipate, in Italia e all'estero. Le Linee Guida in materia, approvate dal Consiglio di Amministrazione il 23 aprile 2009, prevedono per le società italiane il modello di *governance* della società per azioni con sistema tradizionale di amministrazione e controllo, mentre per le società estere, è prevista l'adozione di forme giuridiche analoghe a quella della società per azioni o della società a responsabilità limitata di diritto italiano. La revisione legale dei conti delle partecipate, italiane ed estere, deve essere in ogni caso affidata ad una società di revisione.

Il sistema di governo di Eni è pertanto in linea con le prescrizioni del Codice di Autodisciplina e contiene, altresì, previsioni migliorative del livello di *corporate governance*.

Il Codice Eni è pubblicato sul sito *internet* di Eni. Il "Commento" contenuto nel Codice di Autodisciplina non è riportato (nella versione riportata sul sito) per non appesantire il testo, ma è tenuto presente da Eni nell'applicazione dei Principi e dei Criteri ivi indicati.

12. PRINCIPALI AZIONISTI

La seguente tabella indica gli azionisti che, alla data del presente Prospetto Informativo e secondo le risultanze del libro soci della Società, come integrate dalle comunicazioni ufficiali ricevute ai sensi della normativa vigente e dalle altre informazioni a disposizione della Società, possiedono direttamente o indirettamente azioni dell'Emittente in misura pari o superiore al 2% del capitale sociale dello stesso.

Azionisti	Numero di azioni	Percentuale del capitale sociale
Ministero dell'Economia e delle Finanze	157.552.137	3,93
Cassa Depositi e Prestiti Società per Azioni (*)	1.056.179.478	26,37
Blackrock Inc. (**)	107.373.800	2,68
Eni S.p.A. (azioni proprie)	382.654.833	9,55

(*) Società controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

(**) Partecipazione detenuta indirettamente tramite 16 società di gestione del risparmio.

Le azioni proprie in portafoglio (al netto degli utilizzi per i piani di incentivazione azionaria) alla data del Prospetto Informativo ammontano a 382.654.833, pari al 9,55% del capitale sociale. Dal 2009 non sono in corso programmi per l'acquisto di azioni proprie.

L'art. 6.1 dello Statuto stabilisce che, ai sensi dell'art. 3 della Legge 474/1994, nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della Società che comportino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale. Il superamento del limite comporta il divieto di esercitare il diritto di voto e comunque i diritti aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, attinenti alle partecipazioni eccedenti il limite stesso. Da tale previsione sono escluse, ai sensi delle stesse norme citate, le partecipazioni azionarie detenute dallo Stato, da enti pubblici o da soggetti da questi controllati. Per ulteriori informazioni si veda la Sezione Prima, Capitolo 14, Paragrafo 14.1.

12.1 PERSONE FISICHE E GIURIDICHE CHE ESERCITANO UN CONTROLLO SULLA SOCIETÀ AI SENSI DELL'ARTICOLO 93 DEL TESTO UNICO DELLA FINANZA

La Società è controllata, ai sensi dell'art. 93 del TUF, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze che è titolare direttamente di una partecipazione pari a circa il 3,93% e, indirettamente, tramite la controllata Cassa Depositi e Prestiti, di una partecipazione pari a circa il 26,37% del capitale sociale della Società.

12.2 POTERI SPECIALI DEL MINISTERO DELL'ECONOMIA E DELLE FINANZE

L'articolo 2, comma 1, del decreto legge n. 332 del 31 maggio 1994, convertito, con modifiche, in Legge 474/1994 dispone che siano individuate con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, adottato su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze, di intesa con il Ministro delle attività produttive, nonché con i Ministri competenti per settore, previa comunicazione alle competenti Commissioni parlamentari, le società, controllate direttamente o indirettamente dallo Stato operanti nel settore della difesa, dei trasporti, delle telecomunicazioni, delle fonti di energia e degli altri servizi pubblici, nei cui statuti, prima di ogni atto che determini la perdita di controllo, deve essere introdotta una clausola che attribuisca al Ministro dell'economia e delle finanze la titolarità di poteri speciali da esercitarsi d'intesa con il Ministro delle attività produttive.

Con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 5 ottobre 1995, Eni è stata individuata quale società nel cui statuto introdurre i poteri speciali ai sensi dell'art. 2, comma 1, della Legge 474/1994.

Il decreto del Ministro del tesoro del 5 ottobre 1995, emanato di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e con il Ministro del bilancio e della programmazione economica ha individuato il contenuto della clausola attributiva dei poteri speciali da inserire nello Statuto della Società. In seguito, l'art. 4, comma 227, della legge n. 350 del 24 dicembre 2003 (la "**Legge 350/2003**") ha novellato l'art. 2, comma 1, della Legge 474/1994 ridefinendone i poteri speciali.

In osservanza di tali decreti, Eni ha, pertanto, proceduto a modificare, con delibera dell'Assemblea straordinaria del 16 ottobre 1995, il proprio Statuto introducendo all'art. 6.2 dello Statuto una clausola concernente i poteri speciali. Tale clausola è stata successivamente modificata il 13 aprile 2005 con delibera consiliare per adeguarla a nuove disposizioni normative.

Ai sensi del citato art. 6.2 dello Statuto, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo economico, è titolare di poteri speciali che sono, in sintesi, i seguenti:

- (a) opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti che rappresentano il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria da parte dei soggetti nei cui confronti opera il limite di possesso azionario. L'opposizione, debitamente motivata, deve essere espressa quando l'operazione è considerata pregiudizievole degli interessi vitali dello Stato, entro dieci giorni dalla data della comunicazione che deve essere effettuata dagli amministratori al momento della richiesta di iscrizione nel libro soci. Nelle more di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante, sono sospesi. In caso di esercizio del potere di opposizione, attraverso provvedimento debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato dall'operazione, il cessionario non può esercitare i diritti di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante e dovrà cedere le stesse azioni entro un anno. In caso di mancata ottemperanza, il Tribunale, su richiesta del Ministro dell'economia e delle finanze, ordina la vendita delle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante secondo le procedure di cui all'articolo 2359-ter del Codice Civile;
- (b) opposizione alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del Testo Unico della Finanza nel caso in cui negli accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria. Ai fini dell'esercizio del potere di opposizione, Consob informa il Ministro dell'Economia e delle Finanze dei patti e degli accordi rilevanti di cui abbia avuto comunicazione, ai sensi del citato art. 122 del Testo Unico della Finanza. Il potere di opposizione deve essere esercitato entro dieci giorni dalla data della comunicazione effettuata da Consob. Nelle more di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale dei soci aderenti al patto sono sospesi. In caso di emanazione del provvedimento di opposizione, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato dai suddetti accordi o patti agli interessi vitali dello Stato, gli accordi sono inefficaci. Qualora dal comportamento in Assemblea dei soci vincolati dal sindacato si desuma il mantenimento degli impegni assunti con l'adesione ai patti di cui al citato articolo 122 del Testo Unico della Finanza, le delibere assunte con il voto determinante dei soci stessi sono impugnabili;
- (c) veto, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato agli interessi vitali dello Stato, all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento

dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifiche dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere (a), (b), (c) e alla successiva lettera (d);

(d) nomina di un amministratore al quale non spetta il diritto di voto nelle riunioni consiliari.

I provvedimenti di esercizio dei poteri richiamati alle lettere a), b) e c) sono impugnabili entro sessanta giorni dai soggetti legittimati dinanzi al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio.

In base all'articolo 4, comma 228, della Legge 350/2003, il potere di opposizione di cui alle lettere a) e b) che precedono è esercitabile con riferimento alla singola operazione di assunzione di partecipazioni rilevanti ed al singolo patto o accordo di cui all'articolo 122 del Testo Unico della Finanza. Esso è altresì esercitabile quando la partecipazione, anche attraverso singoli atti di acquisto, registri un incremento pari o superiore alla misura prevista. Tale potere è parimenti esercitabile ogni qualvolta sorga l'esigenza di tutelare sopravvenuti motivi di interesse pubblico, entro il termine di dieci giorni dal loro concreto manifestarsi. In tal caso, l'atto di esercizio del potere di opposizione deve contenere esplicito e motivato riferimento alla data in cui tali motivi si sono manifestati.

In conformità all'articolo 4, comma 230, della Legge 350/2003, che ha demandato ad un decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze e del Ministro delle attività produttive, l'individuazione dei criteri di esercizio dei poteri speciali, limitando il loro utilizzo ai soli casi di pregiudizio degli interessi vitali dello Stato, il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004 ha stabilito che i poteri speciali di cui all'articolo 2 della Legge 474/1994 sono esercitati esclusivamente ove ricorrano rilevanti e imprescindibili motivi di interesse generale, in particolare con riferimento all'ordine pubblico, alla sicurezza pubblica, alla sanità pubblica ed alla difesa, in forma e misura idonee e proporzionali alla tutela di detti interessi, anche mediante l'eventuale previsione di opportuni limiti temporali, fermo restando il rispetto dei principi dell'ordinamento interno e comunitario, e tra questi in primo luogo del principio di non discriminazione.

Il medesimo decreto ha inoltre specificato che il potere speciale di cui alla lettera c) che precede può essere esercitato sia in relazione alle delibere assunte dall'Assemblea degli azionisti che in relazione alle delibere degli organi di amministrazione e che all'amministratore nominato ai sensi della lettera d) è sempre assicurato il diritto di intervento.

Con sentenza del 26 marzo 2009, causa C-326/07, la Corte di Giustizia delle Comunità Europee ha stabilito che la Repubblica italiana, avendo adottato le disposizioni di cui all'art. 1 comma 2, del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 10 giugno 2004, recante definizione dei criteri di esercizio dei poteri speciali, di cui all'art. 2 della Legge 474/1994, è venuta meno agli obblighi ad essa incombenti:

- in forza degli artt. 43 del Trattato della Comunità Europea, relativo alla libertà di stabilimento, e 56 del Trattato della Comunità Europea, relativo alla libera circolazione di capitali, nella misura in cui dette disposizioni si applicano ai poteri speciali previsti dall'art. 2, comma 1, lett. a) e b), della predetta legge, e
- in forza dell'art. 43 del Trattato della Comunità Europea, nella misura in cui dette disposizioni si applicano al potere speciale previsto dal citato art. 2, comma 1, lett. c).

Successivamente, in esecuzione della citata sentenza, con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 20 maggio 2010 è stata disposta l'abrogazione dell'art. 1, comma 2, del decreto del Presidente

del Consiglio dei Ministri 10 giugno 2004 disciplinante l'esercizio dei poteri speciali, di cui alle lettere a), b) e c) della Legge 474/1994, al verificarsi di determinate circostanze.

La legge n. 266 del 23 dicembre 2005 all'art. 1, commi da 381 a 384, al fine di "favorire i processi di privatizzazione e la diffusione dell'investimento azionario" nelle società in cui lo Stato detiene una partecipazione rilevante, ha introdotto la facoltà di inserire nello statuto delle società privatizzate a prevalente partecipazione dello Stato, come Eni, norme che prevedono l'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi che attribuiscono all'Assemblea speciale dei relativi titolari il diritto di richiedere l'emissione a favore dei medesimi di nuove azioni, anche al valore nominale, o nuovi strumenti finanziari partecipativi muniti del diritto di voto nell'Assemblea ordinaria e straordinaria. L'inserimento di tale modifica dello statuto comporterebbe il venir meno del limite del possesso azionario di cui all'art. 6.1 dello Statuto. Al momento, tuttavia, lo Statuto non contiene tale previsione.

12.3 EVENTUALI ACCORDI, NOTI ALL'EMITTENTE, DALLA CUI ATTUAZIONE POSSA SCATURIRE AD UNA DATA SUCCESSIVA UNA VARIAZIONE DELL'ASSETTO DI CONTROLLO DELL'EMITTENTE

La Società non è a conoscenza di accordi dalla cui attuazione possa scaturire una variazione dell'assetto di controllo dell'Emittente stesso.

13. INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE

13.1 INFORMAZIONI FINANZIARIE RELATIVE AGLI ESERCIZI PASSATI

I seguenti documenti, a disposizione del pubblico secondo quanto indicato alla Sezione Prima, Capitolo 17, sono da considerarsi inclusi mediante riferimento nel presente Prospetto Informativo ai sensi dell'art. 28 del Regolamento 809/2004/CE:

Fascicolo della Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011 assoggettato a revisione contabile limitata e relativi allegati:

- Conto economico consolidato: pag. 69
- Rendiconto finanziario: pagg. 73-74
- Stato patrimoniale: pag. 68
- Relazione della Società di Revisione: pag. 108

Fascicolo della Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2010 assoggettato a revisione contabile limitata e relativi allegati:

- Conto economico consolidato: pag. 83
- Rendiconto finanziario: pagg. 87-88
- Stato patrimoniale: pag. 82
- Relazione della Società di Revisione: pag. 130

Fascicolo della Relazione finanziaria annuale consolidata del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 assoggettato a revisione contabile completa e relativi allegati:

- Conto economico consolidato: pag. 143
- Stato patrimoniale consolidato: pag. 142
- Rendiconto finanziario consolidato: pagg. 148-149
- Criteri di redazione e principi contabili: pagg. 151-161
- Note al bilancio consolidato: pagg. 162-236
- Relazione della Società di Revisione: pagg. 247-248

Fascicolo della Relazione finanziaria annuale consolidata del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 assoggettato a revisione contabile completa e relativi allegati:

- Conto economico consolidato: pag. 168
- Stato patrimoniale consolidato: pag. 167
- Rendiconto finanziario consolidato: pagg. 173-174
- Criteri di redazione e principi contabili: pagg. 176-190

- Note al bilancio consolidato: pagg. 191-273
- Relazione di PricewaterhouseCoopers S.p.A.: pagg. 286-287

**Fascicolo del bilancio d'esercizio dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010
assoggettato a revisione contabile completa e relativi allegati:**

- Conto economico: pag. 253
- Stato patrimoniale: pag. 252
- Criteri di redazione e principi contabili: pagg. 257-258
- Note al bilancio di esercizio: pagg. 259-319
- Relazione della Società di Revisione: pagg. 325-326

**Fascicolo del bilancio d'esercizio dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009
assoggettato a revisione contabile completa e relativi allegati:**

- Conto economico: pag. 328
- Stato patrimoniale: pag. 327
- Criteri di redazione e principi contabili: pagg. 332-333
- Note al bilancio di esercizio: pagg. 334-396
- Relazione di PricewaterhouseCoopers S.p.A.: pagg. 402-403

13.2 BILANCI

La Relazione finanziaria annuale consolidata del Gruppo ed i bilanci di esercizio dell'Emittente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2009, nonché la Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011 e al 30 giugno 2010, come meglio specificato nella Sezione Prima, Capitolo 13, Paragrafo 13.1, sono da ritenersi inclusi mediante riferimento nel presente Prospetto.

13.3 REVISIONE DELLE INFORMAZIONI FINANZIARIE ANNUALI

Le informazioni finanziarie contenute nella Relazione finanziaria annuale consolidata del Gruppo e nei bilanci dell'Emittente relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 sono state sottoposte a revisione contabile da parte della Società di Revisione, e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 da parte di PricewaterhouseCoopers S.p.A., che hanno espresso un giudizio senza rilievi con apposite relazioni di revisione, incluse mediante riferimento nel presente Prospetto come indicato alla Sezione Prima, Capitolo 13, Paragrafo 13.1.

Le informazioni finanziarie infrannuali contenute nella Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011 e al 30 giugno 2010 sono state sottoposte a revisione contabile limitata da parte della Società di Revisione, che ha espresso un giudizio senza rilievi con apposite relazioni di revisione, incluse mediante riferimento nel presente Prospetto come indicato alla Sezione Prima, Capitolo 13, Paragrafo 13.1.

13.4 DATA DELLE ULTIME INFORMAZIONI FINANZIARIE

Le ultime informazioni finanziarie relative all'Emittente sono riportate nella Relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2010, assoggettata a revisione contabile completa.

13.5 INFORMAZIONI FINANZIARIE INFRANNUALI

Le informazioni finanziarie riportate nella Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011, approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni in data 28 luglio 2011, sono state assoggettate a revisione contabile limitata.

13.6 PROCEDIMENTI GIUDIZIARI E ARBITRALI

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato. Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Alla data di chiusura del bilancio 2010 la consistenza delle passività accantonate a fronte di procedimenti giudiziari a carico di Eni e di altre società del Gruppo ammonta ad Euro 692 milioni (Euro 738 milioni al 30 giugno 2011). Tale ammontare non include le passività relative ad alcune azioni di ripristino ambientale per le quali sono in corso procedimenti che vedono come attori vari organi amministrativi, nonché alla proposta di transazione con il Ministro dell'Ambiente, Tutela Territorio e Mare rilevate nel fondo rischi ambientali di Gruppo.

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

- (i) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la Raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Vi è stato avviso di chiusura delle indagini preliminari per uno dei dipendenti per il quale è stato emesso decreto di citazione diretta a giudizio. Non è stato emesso invece avviso di conclusione delle indagini nei confronti degli altri indagati. Nel corso delle udienze di cui alla citazione diretta a giudizio il Giudice ha ammesso la costituzione di parte civile di tre associazioni ambientaliste. Il procedimento è stato successivamente assegnato a un giudice diverso ed è stata quindi disposta la rinnovazione del dibattimento. Nella fase dibattimentale sono stati escussi sia i testi dell'accusa che della difesa. Inoltre, successivamente, sono stati sentiti i consulenti tecnici della difesa. In data 14 maggio 2010, a seguito della discussione, il Tribunale di Gela ha pronunciato la sentenza con la quale, da una parte ha dichiarato estinti per prescrizione tutti i reati contestati al suddetto dipendente e, dall'altra, ha condannato l'imputato alla rifusione delle spese giudiziali e al risarcimento dei danni a favore delle parti civili, danni per la cui determinazione ha rimesso le parti davanti al Giudice civile. La sentenza è stata depositata in data 3 giugno 2010. La sentenza è stata impugnata innanzi alla Corte di Appello di Caltanissetta. Alla prima udienza, il

procedimento è stato rinviato a causa di un difetto di notifica. La prossima udienza è fissata per il giorno 15 dicembre 2011.

- (ii) **Incendio colposo (Priolo).** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato delle indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo in relazione all'incendio che si è sviluppato in data 30 aprile e 1-2 maggio 2006 nello stabilimento di Priolo della ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A.; tale impianto era stato ceduto da Eni Divisione Refining & Marketing alla ERG Raffinerie Mediterranee in data 31 luglio 2002. Al termine delle indagini preliminari, il Pubblico Ministero ha richiesto il rinvio a giudizio degli ex direttori succitati per il reato di incendio colposo. Nel frattempo il Tribunale di Siracusa con l'ordinanza del 5 febbraio 2010 e a seguito dell'eccezione di inammissibilità presentata dalla difesa, ha escluso tutte le parti civili costituite fra cui anche la Presidenza del Consiglio dei Ministri ed ha ammesso il solo Ministero dell'Ambiente. Il processo prosegue per l'esame di tre testi del Pubblico Ministero. All'udienza del 26 febbraio 2010, il Giudice ha disposto l'ammissione di tutte le prove chieste dalle parti. La prossima udienza è stata fissata al 27 settembre 2011 per escussione dei testi del Pubblico Ministero.
- (iii) **Falda profonda del sito di Priolo – Ente procedente: Procura della Repubblica di Siracusa.** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento avente a oggetto l'accertamento sullo stato di contaminazione della falda profonda del sito di Priolo. Risultano indagati Amministratori e Direttori di Stabilimento, al tempo dei fatti oggetto di indagine, dell'allora Agip Petroli (oggi Divisione Refining & Marketing di Eni S.p.A.) e di Syndial e Polimeri Europa. Le attività di accertamento tecnico disposte dalla Procura sono terminate il 15 ottobre 2009. Il 25 febbraio 2010 è stata depositata la relazione di consulenza tecnica. Secondo tale elaborato i terreni e la falda del sito di Priolo sono da considerarsi contaminati ai sensi del D.Lgs. 152/06; tale contaminazione è stata determinata da sversamenti comunque precedenti al 2001 e non successivi al 2005; ulteriori fonti di rischio sono le apparecchiature ancora in esercizio sul sito, principalmente quelle di ISAB Srl (ERG). Sulla base di tali conclusioni la difesa degli indagati Syndial, Polimeri Europa ed Eni Divisione Refining & Marketing ha presentato memoria per chiedere l'archiviazione del procedimento. Il Pubblico Ministero ha presentato la richiesta di archiviazione. Si è in attesa del provvedimento di archiviazione del Giudice.
- (iv) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta – Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani.** Il 3 marzo 2008 si è verificato a Molfetta un incidente in cui hanno perso la vita 4 operai addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà della società FS Logistica del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto e destinato al cliente Nuova Solmine. È stato avviato nei confronti di dipendenti di FS Logistica e del suo broker "La Cinque Biotrans", nonché, ai sensi del D.Lgs. 231/01, nei confronti di queste due società e della società incaricata delle attività di bonifica della ferrocisterna – la Truck Center – un procedimento penale che si è concluso con sentenza di primo grado il 26 ottobre 2009. La sentenza ha pronunciato la condanna di alcune delle persone fisiche indagate e delle tre società per i fatti contestati e ha disposto il rinvio degli atti alla stessa Procura di Trani al fine di accertare le responsabilità di dipendenti di Eni e di Nuova Solmine in relazione ai fatti oggetto della sentenza, nonché alle Procure di Taranto e di Grosseto (competente per Nuova Solmine) per accertare eventuali irregolarità nelle modalità di gestione e trasporto dello zolfo liquido. In seguito alla sentenza, la Procura della Repubblica di Trani ha avviato un'indagine nei confronti di dipendenti di Nuova Solmine e di un dipendente di Eni Divisione Refining & Marketing, responsabile delle attività di commercializzazione dello

zolfo fuso. In data 14 aprile 2010 è stato notificato al difensore del dipendente indagato una richiesta di proroga delle indagini preliminari, presentata al GIP dalla Procura della Repubblica. In data 11 maggio 2010 è stato notificato ad Eni, ad otto dipendenti della Società, nonché ad un ex dipendente, un atto di chiusura indagini che contesta l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illecito smaltimento di rifiuti. La Società in quanto datore di lavoro dei dipendenti indagati potrebbe essere dichiarata responsabile per i suddetti reati ai sensi del D.Lgs. 231/01. Sono state depositate memorie difensive da alcuni degli indagati. Il Pubblico Ministero ha stralciato la posizione di tre dipendenti ed inviato il relativo fascicolo al GIP con richiesta di archiviazione. Il GIP ha accolto la richiesta di archiviazione avanzata dal Pubblico Ministero per le suddette tre posizioni. Per le posizioni non archiviate il giudice ha fissato udienza preliminare al 23 febbraio 2011. A tale udienza il Giudice, effettuate le iniziali formalità, ha rinviato l'udienza al 19 aprile 2011, per la decisione sulle richieste di costituirsi parte civile presentate dalla Regione Puglia, dal Comune di Molfetta e da un familiare di una delle vittime.

All'udienza del 19 aprile, sono state ammesse tutte le parti civili costituite nei confronti degli imputati persone fisiche, con la sola eccezione della richiesta presentata da un parente di una vittima, dichiarata inammissibile per mancanza della causa petendi.

Il Giudice ha escluso, invece, la costituzione di parti civili nei confronti di Eni, ritenendola inammissibile ai sensi di quanto previsto dal D.lgs. n. 231/2001 e dalla recente giurisprudenza.

Le parti civili ammesse hanno chiesto ed ottenuto la citazione come responsabili civili di Eni e delle altre persone giuridiche imputate nel procedimento.

Eni e le persone fisiche imputate, ad essa facenti capo, hanno avanzato richiesta di rito abbreviato semplice. La richiesta è stata accolta dal Giudice dell'Udienza Preliminare del 22 luglio 2011. Il Giudice ha rinviato il rito abbreviato e ha stabilito il seguente programma per la discussione, fissando le udienze del 2 e 18 novembre 2011 e del 13 gennaio 2012. Il Giudice ha escluso il responsabile civile Eni dal giudizio abbreviato.

Syndial S.p.A.

- (v) **Porto Torres – Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari.** La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres, per disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. All'udienza preliminare del 17 luglio 2009, si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, l'Associazione Anpana (protezione animali) e la società Fratelli Polese Snc con sede presso il sito industriale. Nessuna di queste ha chiesto la citazione del responsabile civile e nessuna ha indicato la quantificazione del danno, riservandosi di quantificarlo in un secondo momento. La difesa dell'imputato ha chiesto termine per l'esame dell'atto di costituzione e per la verifica dei titoli di legittimazione. La difesa di Syndial ha presentato una serie di eccezioni sull'ammissibilità della costituzione delle parti civili; il Giudice, si è riservato sul punto, sino all'udienza prevista il 19 febbraio 2010. A tale udienza il Giudice, sulla base delle eccezioni sollevate da Syndial riguardanti l'assenza di collegamento tra la costituzione di parte civile e il capo di imputazione, ha escluso tutte le parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres; ha invece ammesso la costituzione di parte civile de: il Comune di Porto Torres, la Provincia di Sassari, l'Associazione Ambientalista Anpana ed infine la società Fratelli Polese

Snc. Il Giudice ha infine autorizzato la citazione dei Responsabili Civili, Syndial S.p.A., Polimeri Europa S.p.A., Ineos Vinyls e Sasol Italy S.p.A.. Il Giudice, sulla base delle risultanze delle difese e della requisitoria del Pubblico Ministero, ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati innanzi alla Corte di Assise di Sassari il 16 dicembre 2011.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

Syndial S.p.A. (ex EniChem S.p.A.)

- (i) **Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danni alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera.** Con atto di citazione notificato il 13 dicembre 2002 EniChem S.p.A. (ora Syndial S.p.A.) è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente S.p.A. (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia S.p.A. (EVC Italia poi Ineos Vinyls Italia S.p.A., ora Vinyls Italia S.p.A.), dalla Provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, inizialmente non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia e Ineos, nel costituirsi in giudizio, hanno esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti delle società Eni. La Provincia di Venezia, in sede di memoria istruttoria, ha quantificato l'entità del preteso danno subito in 287 milioni di Euro. Syndial ha predisposto note scritte che mettono in evidenza come tale determinazione risulti effettuata in assenza di prove e in base a considerazioni rispetto alle quali il Tribunale e la Corte d'Appello Penale di Venezia – con sentenze passate in giudicato – avevano ritenuto EniChem completamente estranea ai fatti contestati. All'udienza del 16 ottobre 2009, fissata per la discussione della perizia, è stata dichiarata l'interruzione del processo perché Vinyls Italia, nel frattempo, è stata assoggettata ad amministrazione controllata. Il processo è rimasto sospeso sino al 22 aprile 2010, data in cui la Provincia di Venezia ha riassunto, mediante ricorso per riassunzione ex art. 303 c.p.c., la causa in oggetto. La successiva udienza, per riprendere il contenzioso, si è tenuta il 24 settembre 2010. In tale contesto il Giudice si è riservato di decidere sul prossimo rinvio la cui udienza, una volta fissata, verterà sulla valutazione della posizione di Vinyls e sulla valutazione delle consulenze tecniche presentate dalle parti. Poiché il giudice ha deciso che non è necessario risentire i tecnici, la prossima udienza è stata fissata al 23 settembre 2011 per precisazione delle conclusioni.
- (ii) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotone – Enti procedenti: Presidenza del Consiglio, Ministero dell'Ambiente, Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria, Regione Calabria.** La Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'Ambiente, il Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria e la Regione Calabria hanno citato innanzi al Tribunale civile di Milano Syndial perché venga condannata al risarcimento del danno ambientale causato dalla Pertusola Sud (società incorporata in EniChem, oggi Syndial) nel sito di Crotone. Il procedimento giudiziale di primo grado attualmente in corso nasce dalla riunione, disposta nel gennaio 2008, di due distinte azioni, una promossa dalla Regione Calabria nell'ottobre 2004 e la seconda promossa dalla Presidenza del Consiglio, dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato per l'emergenza ambientale della Calabria, avviata nel febbraio 2006. La domanda della Regione Calabria è di ottenere il risarcimento del danno ambientale, quantificato in 129 milioni di Euro per i costi della bonifica (ammontare basato sulla stima dei costi del progetto di

bonifica ipotizzato dal commissario straordinario) e in circa 800 milioni di Euro per altre voci di danno (danno all'ambiente, aumento della spesa sanitaria regionale, danni di immagine) da quantificarsi più precisamente in corso di causa. La domanda della Presidenza del Consiglio, del Ministero dell'Ambiente e del Commissario delegato è di ottenere il risarcimento dei costi di bonifica (sul punto la domanda di 129 milioni di Euro si sovrappone alla richiesta della Regione) e il risarcimento del danno ambientale residuo, da quantificarsi nel corso del giudizio. Nel febbraio 2007 è stata depositata una perizia di parte commissionata ad APAT dal Ministero dell'Ambiente che stimava il valore del danno ambientale risarcibile in 1.920 milioni di Euro, comprensivi dei costi di bonifica – ammontanti a 1.620 milioni di Euro rispetto agli originari 129 milioni di Euro – e di una stima di danno ambientale pari a circa 300 milioni di Euro. L'ammontare stimato nella perizia di parte, sommato alla pretesa risarcitoria della Regione Calabria, porta al totale di 2.720 milioni di Euro. Syndial ha prodotto nel maggio e nel settembre 2007 relazioni tecniche di parte che, con motivate ragioni, contestano con vigore la perizia commissionata dal ministero, sia sullo stato di contaminazione dei luoghi, sia sull'attribuibilità della contaminazione a Syndial, sia sui criteri adottati per il calcolo degli oneri di ripristino, erronei, arbitrari e contrari alle norme di buona tecnica. Il 7 ottobre 2009 è stata depositata la disposta CTU volta a definire lo stato di inquinamento del sito e a valutare il possibile costo del ripristino, con l'eventuale rinvio ad ulteriore CTU per la definizione sia del rischio sanitario causato dall'inquinamento, sia la quantificazione del danno ambientale. Le conclusioni a cui perviene il collegio dei periti sono sostanzialmente in linea con le posizioni espresse da Syndial sul tema delle modalità con cui effettuare la bonifica, definite sulla base di un'analisi di rischio che porta a porre in essere interventi efficaci e mirati. Il progetto di bonifica, già in larga misura approvato dalle Autorità (Ministero dell'Ambiente e Regione Calabria), viene sostanzialmente ritenuto adeguato. A giudizio dei periti sono necessari degli interventi non previsti da Syndial, su una delle aree esterne (la c.d. area archeologica), mentre viene esclusa la necessità di procedere al dragaggio dei sedimenti marini. I costi dell'intervento di bonifica sono stimati in linea con le valutazioni fatte da Syndial. La CTU è meno favorevole a Syndial nella parte in cui vengono analizzate le fonti della contaminazione del sito che si ritiene determinata dalla gestione anche recente delle scorie di lavorazione. Il CTU ritiene, in sintesi, che la tecnologia di produzione era una BAT (best available technology), ma che il trattamento delle scorie avrebbe potuto essere effettuato in modo più rispettoso per l'ambiente e che i prodotti (c.d. Cubilot) non avevano quelle caratteristiche di stabilità fisico-chimiche che avrebbero impedito il rilascio di contaminanti nel suolo. Per quanto riguarda la determinazione del danno ambientale diverso dal ripristino, vale la pena di osservare che la perizia APAT prodotta dal Ministero dell'Ambiente calcolava il danno da mancata fruizione del sito sulla base del costo di ripristino, costo che la CTU riduce in modo molto significativo. Qualora però le conclusioni del CTU sull'attribuibilità della contaminazione alla gestione Syndial fossero accettate dal giudice, la società potrebbe essere chiamata a rispondere, quantomeno in parte e qualora ne venga accertata la sussistenza, di danni ambientali diversi dalla fruizione dei beni (danni alla collettività, incremento della spesa sanitaria regionale). In data 14 novembre 2009, Syndial ha depositato le osservazioni alla CTU, condividendo, da una parte, il modello concettuale adottato dai CTU e dimostrando, dall'altra, come la contaminazione del sito sia da attribuire prevalentemente alla gestione pregressa di altri operatori – fino agli anni 70 – dei residui di lavorazione. In data 11 novembre 2009, anche la Regione Calabria ha depositato le proprie osservazioni alla CTU, contestando l'inquinamento anche in aree, circostanti il sito, non prese in considerazione dai CTU. L'udienza per l'esame della perizia e delle osservazioni delle parti, inizialmente fissata per il 13 gennaio 2010, è stata rinviata al 13 aprile 2010, perché nel frattempo assegnata ad altro giudice. All'udienza del 13 aprile 2010 è stata discussa la relazione

peritale. Nel corso dell'udienza la Regione Calabria ha avanzato la richiesta tesa a rinnovare la CTU, richiesta respinta dal giudice. Per quel che riguarda la determinazione dell'esistenza di un eventuale danno ambientale residuo all'esecuzione delle attività di bonifica, l'Avvocatura dello Stato, per conto del Ministero dell'Ambiente, ha chiesto che venga valutato l'impatto della nuova normativa sul danno ambientale alla causa in oggetto. Syndial ha depositato una nota, con la quale ha illustrato la modifica normativa sul danno ambientale. Pertanto il giudice ha assegnato alle parti attoree termine fino al 16 settembre 2010 per rispondere a tale nota e a Syndial termine fino al 30 settembre 2010 per replica, invitando tutte le parti a verificare l'impatto dell'art. 5 bis DL 135/2009 sulla presente causa e rinviando all'udienza del 17 novembre 2010. In data 15 settembre 2010, la Regione Calabria ha depositato memoria di risposta alla nota depositata nell'udienza del 13 aprile 2010 da Syndial e in data 30 settembre 2010 Syndial ha provveduto a depositare memoria sull'impatto dell'art. 5 bis nel presente procedimento. All'udienza del 17 novembre 2010, il giudice, a valle della discussione tra le parti, si è riservato. Con provvedimento del 21 dicembre 2010, il giudice ha sciolto la riserva e, ritenendo "la causa matura per la decisione", ha rinviato la stessa all'udienza del 16 novembre 2011 per precisazione delle conclusioni. Al fine di agevolare un'eventuale transazione sul danno ambientale, nel 2008 Syndial ha ripreso in carico la gestione della bonifica e il 5 dicembre 2008 ha presentato un nuovo progetto di bonifica per il ripristino delle aree. In riferimento all'iter di approvazione di tale progetto, oltre alla rimozione delle discariche fronte mare e la loro riallocazione in altra area (oggetto di precedente parziale approvazione da parte della Conferenza dei Servizi e subordinata all'ottenimento del giudizio di compatibilità ambientale da parte della Regione Calabria), la Conferenza dei Servizi decisoria del 23 luglio 2009 ha ritenuto approvabili anche la realizzazione della barriera idraulica e del relativo impianto di trattamento delle acque di falda (a condizione che, nel caso in cui il monitoraggio successivo ne dimostri l'efficacia, Syndial progetti e realizzi la barriera fisica fronte mare) e l'avvio del primo lotto di interventi sui suoli tramite tecnologie in situ, a condizione che siano asportati tutti i rifiuti presenti sulle aree, individuati sulla base di apposito sopralluogo. In un primo momento il fondo per rischi e oneri ambientali del bilancio di Syndial accoglieva uno stanziamento di 102,867 milioni di Euro a fronte dei prevedibili oneri dell'originario progetto di bonifica, non ritenendo la società di aver alcuna responsabilità per il danno ambientale in considerazione del limitato periodo di gestione delle attività industriali e delle responsabilità assunte dal commissario delegato per non aver di fatto svolto alcuna attività nel periodo di gestione della bonifica. Successivamente, a fronte del nuovo progetto di bonifica, il fondo rischi ambientali è stato integrato di 153,663 milioni di Euro per un totale di circa 257 milioni di Euro. L'integrazione di 153,663 milioni di Euro è costituita da un incremento di Syndial pari a 33,663 milioni e dall'accantonamento di Eni pari a 121 milioni di Euro derivanti dalle garanzie prestate da Eni all'odierna Syndial con l'accordo del 3 settembre 2001 relativo alla incorporazione in EniChem di Agricoltura S.p.A. (in liquidazione) e con il contratto di acquisto delle azioni Singea del 22 aprile 2002. Non si è ritenuto di stanziare l'intero onere stimato del progetto di bonifica (300 milioni di Euro) in considerazione della sua approvazione solo parziale. Quanto stanziato a fondo rischi ambientali viene progressivamente utilizzato per l'esecuzione degli interventi di bonifica. Per completezza si segnala che era stata avviata nel 2003 dal Commissario delegato e dalla Regione Calabria una prima azione di richiesta di risarcimento del danno, azione nella quale era intervenuta anche la Provincia di Crotone. Nel maggio 2007 il Tribunale di Milano ha accolto l'eccezione formulata da Syndial sulla nullità della procura a margine dell'atto di citazione e respinto le domande di risarcimento. Pende l'appello avverso tale decisione. Syndial, Provincia di Crotone e Presidenza del Consiglio dei Ministri hanno precisato le conclusioni e successivamente depositato comparse conclusionali e memorie di replica. Con sentenza

143/2011, depositata il 20 gennaio 2011, la Corte d'Appello di Milano ha accolto pienamente le difese di Syndial, rigettando le richieste di: Presidenza del Consiglio dei Ministri, Ministero dell'Ambiente, Commissario Delegato per la Regione Calabria e Provincia di Crotone. La Corte d'Appello, oltre a confermare l'invalidità dell'intero giudizio, ha, inoltre, accolto anche un'eccezione di merito sollevata da Syndial, affermando l'inammissibilità di un risarcimento frazionato per danni che traggono origine da fattispecie già all'esame di altro giudice (si tratta delle cause riunite pendenti dinanzi al Tribunale di Milano). La Corte d'Appello ha, infine, condannato le controparti a rimborsare a Syndial le spese legali. Le domande formulate in questa prima causa, erano, nella loro sostanza, assorbite da quelle formulate nei due posteriori giudizi di cui sopra.

- (iii) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore – Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial S.p.A. (già EniChem S.p.A.) chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di EniChem nel periodo 1990/1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale civile di Torino ha condannato Syndial S.p.A. al predetto risarcimento quantificandolo in 1.833,5 milioni di Euro oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi anche da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato confermato di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2008. Ai primi di luglio 2009, Syndial ha notificato al Ministero dell'Ambiente l'atto di appello alla sentenza di primo grado. Nell'atto di appello Syndial ha altresì presentato istanza di sospensiva della esecutività della sentenza di primo grado. Il Ministero dell'Ambiente, nell'appello incidentale presentato, ha chiesto alla Corte di Appello di riformare la sentenza di primo grado condannando Syndial, in aggiunta a quanto già deciso dal Tribunale di primo grado, all'ulteriore importo di 1 miliardo e 900 milioni di Euro o, in subordine, di 1 miliardo e 300 milioni di Euro. All'udienza dell'11 dicembre 2009 la Corte di Appello, preso atto della modifica alla normativa sul danno ambientale, a opera dell'art. 5 bis, DL 135/2009, e su richiesta dell'Avvocatura dello Stato, ha disposto il rinvio al 28 maggio 2010, in attesa che il Ministero dell'Ambiente emetta il decreto di determinazione dei criteri di quantificazione del risarcimento per equivalente patrimoniale del danno ambientale, ai sensi del suddetto art. 5 bis, DL 135/2009. L'Avvocatura si è impegnata a non escutere la sentenza sino alla nuova udienza. All'udienza del 28 maggio 2010, Syndial ha chiesto un ulteriore rinvio nella perdurante attesa che venga emanato, da parte del Ministero dell'Ambiente, il regolamento previsto dall'art. 5 bis, DL 135/2009, di determinazione dei criteri di determinazione del risarcimento monetario del danno ambientale. L'Avvocatura dello Stato ha aderito alla richiesta di rinvio, precisando che l'adesione al rinvio è motivata, altresì, dalle trattative in corso tra le parti, finalizzate alla soluzione globale del contenzioso, e rappresentando la disponibilità a non chiedere l'esecuzione della sentenza di primo grado impugnata fino alla data della prossima udienza. Il giudice, mettendo a verbale quanto sopra, ha rinviato l'udienza al 29 ottobre 2010. A tale udienza il giudice, avendo verificato che le trattative sono tuttora in corso, ha nuovamente rinviato la causa al 29 gennaio 2011. L'udienza

del 29 gennaio 2011 è stata nuovamente rinviata al 30 settembre 2011 per i medesimi motivi. Nel contenzioso relativo al sito di Pieve Vergonte, in corso avanti al TAR Piemonte e che riguarda l'impugnazione del Decreto Ministeriale con il quale il Ministero dell'Ambiente ha disposto: (i) il potenziamento della barriera idraulica posta a protezione del sito; (ii) la presentazione di un progetto di bonifica del Lago Maggiore, il TAR Piemonte ha emesso sentenza di merito con la quale sono stati respinti i ricorsi di Syndial. Tuttavia le prescrizioni del Ministero dell'Ambiente con riguardo agli interventi sul lago sono state modificate dal TAR Piemonte e riformulate dovendosi intendere tali prescrizioni come semplice attività d'indagine e conoscitiva. Contro tale sentenza, Syndial ha presentato ricorso con sospensiva innanzi al Consiglio di Stato. Il giudizio è stato rinviato a data da destinarsi, in considerazione dell'avvio dell'iter di approvazione del piano di caratterizzazione da parte della Conferenza dei Servizi che, con verbale del 28 aprile 2009, lo ha approvato, con prescrizioni. Syndial ha impugnato tale verbale, e il relativo Decreto Approvativo Ministeriale. L'impugnazione è stata proposta non per contestare il contenuto del piano di caratterizzazione, a cui la società sta dando corso, ma soltanto per evitare di prestare implicitamente acquiescenza alla richiesta del Ministero (contestata nei ricorsi pendenti) che configura l'obbligo in capo a Syndial di eseguire la bonifica. Syndial ha inoltre presentato un piano di bonifica della falda e dei suoli che non è stato approvato, essendo state imposte le prescrizioni contestate nel procedimento sopra descritto. L'eventuale soccombenza in sede amministrativa implicherebbe l'obbligo per Syndial di sostenere oneri di bonifica, al momento non quantificabili, che comunque sarebbero fatti valere come risarcimenti in forma specifica da poter portare in deduzione da quanto potrebbe essere imposto a titolo di risarcimento del danno ambientale nell'ambito del contenzioso civile pendente avanti alla Corte di Appello di Torino.

- (iv) **Ministero dell'Ambiente – Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa e Eni Divisione Refining & Marketing, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo in particolare le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Il TAR Catania con sentenza n. 1254/2007, ha annullato nel merito le suddette prescrizioni. Avverso la decisione del TAR il Ministero dell'Ambiente e i Comuni di Augusta e Melilli hanno proposto appello, avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa della Regione Sicilia, appello per l'annullamento della sentenza, formulando anche istanza cautelare di sospensione dell'efficacia del provvedimento impugnato. La domanda di sospensione formulata dagli appellanti è stata accolta dal CGA. Le prescrizioni oggetto di tale pronuncia sono state reiterate dal Ministero dell'Ambiente con ulteriori provvedimenti che le società hanno provveduto ad impugnare e i cui effetti sono stati nuovamente oggetto di sospensione cautelare da parte del TAR Catania. Nel gennaio 2008 è stata emessa la sentenza del TAR Catania n. 200/08 che accoglie anche gli ulteriori ricorsi, aventi a oggetto analoghe prescrizioni. Nel giugno 2008 anche detta sentenza è stata appellata dal Ministero dell'Ambiente e dai Comuni di Augusta e Melilli avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa, senza tuttavia istanza di sospensiva. L'udienza per la discussione di entrambi gli appelli pendenti avanti il CGA, in origine fissata all'11 dicembre 2008, è stata poi rinviata sine die per la pendenza delle questioni pregiudiziali dinanzi alla Corte di Giustizia della Comunità Europea (v. infra). Inoltre, nell'aprile 2008, le società hanno

impugnato anche le determinazioni della Conferenza di Servizi del 20 dicembre 2007, per la parte in cui l'amministrazione ha mostrato di voler proseguire nelle opere di bonifica dei sedimenti della Rada di Augusta con la realizzazione di ulteriori interventi. In tale procedimento il TAR Catania ha disposto una CTU, depositata in data 20 febbraio 2009, che è favorevole alle ragioni delle società ricorrenti. Il giudizio prosegue. Nel maggio 2008, le società hanno inoltre impugnato avanti il TAR Catania, con istanza di sospensione cautelare, anche le determinazioni della Conferenza di Servizi del 6 marzo 2008 (ed altri provvedimenti successivi), per contestare nuovamente una richiesta di integrazione del progetto definitivo di bonifica della falda con opere di marginamento fisico, nonché "nuovi criteri" cui l'amministrazione ha condizionato la restituzione di aree agli usi legittimi. Nell'ambito di tale ultimo procedimento, su richiesta delle società ricorrenti, il TAR Catania ha rimesso alla Corte di Giustizia della Comunità Europea alcune questioni interpretative della normativa comunitaria, pregiudiziali alla decisione dei ricorsi, quali i principi del "chi inquina paga", di proporzionalità, buon andamento e ragionevolezza con riferimento alla riparazione del danno ambientale. Si era in attesa della sentenza della Corte di Giustizia della Comunità Europea: tale pronuncia è stata emessa il 9 marzo 2010 ed è tendenzialmente favorevole agli interessi delle tre Società, precisando tra l'altro che nell'interpretazione del principio "chi inquina paga" resta centrale l'accertamento del "nesso di causalità" e la ricerca dell'effettivo responsabile dell'inquinamento. A valle della pronuncia della Corte di Giustizia, il TAR Catania ha fissato l'udienza per la trattazione delle domande cautelari al 15 aprile 2010. In tale data, essendo stata fissata dal TAR l'udienza di merito a breve (21 ottobre 2010) le parti hanno rinunciato alla discussione della sospensiva. All'udienza del 21 ottobre 2010 i ricorsi sono stati regolarmente trattenuti in decisione e si attende la pubblicazione della sentenza. Si segnala inoltre che è stata avviata dalla Procura della Repubblica di Siracusa un'indagine penale contro ignoti volta a verificare l'effettiva contaminazione della Rada di Augusta e i rischi connessi all'esecuzione del progetto di bonifica come proposto dal Ministero. Gli accertamenti tecnici disposti dalla Procura si sono conclusi con i seguenti esiti: a) assenza di rischio sanitario nella Rada di Augusta; b) conferma della estraneità del Gruppo Eni alla contaminazione; c) pericolosità dei dragaggi. All'esito di tali accertamenti tecnici, la Procura ha richiesto l'archiviazione del procedimento. Il TAR Catania non ha emesso la sentenza, come da aspettative, ma con ordinanza istruttoria n. 1066 del 29 aprile 2011 ha rilevato che alcune delle prescrizioni impugunate potrebbero essere state superate da successive conferenze di servizi. Ha quindi chiesto al Ministero dell'Ambiente di specificare per iscritto quali delle prescrizioni impugunate ritenga che siano ancora efficaci e quali ritenga che siano state ormai superate. Il TAR ha quindi fissato l'udienza di discussione al 21 luglio 2011. All'esito dell'udienza, il TAR ha trattenuto la causa in decisione con istanza a tutte le parti di riunire i ricorsi ed imponendo al Ministero d'integrare l'istruttoria già chiesta, chiarendo quale progetto di bonifica della Rada intenda fare.

(v) Istanza al Ministero dell'Ambiente volta ad attivare la procedura per la stipula di una transazione globale relativa a nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela)

Il 26 gennaio 2011 Eni, per sé e per conto di alcune società controllate (tra cui in particolare Syndial), ha presentato al Ministero dell'Ambiente un'istanza volta ad attivare la procedura per la stipula di una transazione globale relativa a nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela), nei quali le società hanno avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e riparazione ambientale.

La struttura della proposta transattiva include: i) una transazione globale in materia ambientale prevista dall'art. 2 del decreto legge 208 del 2008 (per i siti di Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela); ii) l'adesione ad accordi di programma già stipulati dalle parti pubbliche e aperti all'adesione delle imprese (per i siti di Priolo, Brindisi e Napoli Orientale) e iii) la definizione del pendente contenzioso civile per danno ambientale per il sito di Pieve Vergonte.

In sintesi, con la proposta presentata, Eni e le controllate:

- quantificano in 600 milioni di Euro gli investimenti a carattere ambientale previsti nel piano industriale 2011-2014 che concorreranno alla maggiore efficienza e compatibilità energetica ed ambientale dei propri impianti;
- ribadiscono l'impegno alla realizzazione di progetti di bonifica nelle aree di proprietà per un valore complessivo di 1.250 milioni di Euro;
- si rendono disponibili al versamento al Ministero dell'Ambiente di 450 milioni di Euro a titolo di contributo per gli interventi di bonifica delle aree di proprietà pubblica esterne alle aree di proprietà Eni e delle controllate;
- offrono la devoluzione gratuita alle amministrazioni competenti di aree industriali ancora da identificare per favorire programmi di sviluppo dei territori interessati.

La proposta di transazione globale, presentata a seguito di approfonditi e protratti contatti con la parte pubblica, ha determinato uno stanziamento straordinario al fondo rischi ambientali di 1.109 milioni di Euro e per effetto della fiscalità relativa un minor utile netto di 783 milioni di Euro. Trattandosi di uno stanziamento non si determinano effetti sull'indebitamento finanziario netto di fine periodo.

Nel caso si perfezioni la transazione globale, l'erogazione dei fondi stanziati avverrà progressivamente con il raggiungimento degli accordi attuativi previsti per i singoli siti.

È in corso l'istruttoria di valutazione dell'istanza, come previsto dalla medesima normativa, da parte degli uffici tecnici competenti e, in particolare, dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) e della Commissione di valutazione degli investimenti e di supporto alla programmazione e gestione degli interventi ambientali (COVIS).

2. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di altre Autorità regolamentari

2.1 Antitrust

Eni S.p.A., Polimeri Europa S.p.A. e Syndial S.p.A.

(i) Contenzioso antitrust nel settore degli elastomeri – Ente procedente: Commissione Europea.

Nel dicembre del 2002 le autorità europee e statunitensi hanno avviato contestualmente indagini concernenti possibili violazioni della normativa antitrust nel settore degli elastomeri, da cui sono scaturiti vari procedimenti. In proposito si segnala che il procedimento di maggior rilievo concerne gli elastomeri denominati BR e ESRB, in relazione ai quali la Commissione Europea, con decisione del 29 novembre 2006, ha accertato una violazione della normativa antitrust e ha

comminato un'ammenda di 272,25 milioni di Euro a Eni e Polimeri Europa in solido (relativamente ai prodotti BR/SBR). Nel febbraio 2007 le società hanno predisposto i ricorsi avverso tale decisione avanti al Tribunale di Prima Istanza Ue. Le udienze per la trattazione orale della causa si sono tenute nell'ottobre 2009. Con sentenza resa in data 13 luglio 2011, il Tribunale di Prima Istanza ha ridotto l'ammenda originariamente imposta, in solido, ad Eni e Polimeri Europa portandola a 181,5 milioni di Euro. Le società destinatarie della sentenza stanno attualmente valutando gli eventuali futuri passi processuali. A valle della decisione sopra citata della Commissione Europea e in attesa dell'esito dei ricorsi, Polimeri Europa aveva fornito una garanzia bancaria per 200 milioni di Euro e versato il residuo importo della sanzione. A fronte della decisione da ultimo menzionata della Commissione Europea, nell'agosto 2007 Eni ha altresì avviato, presso il Tribunale di Milano, un'azione di accertamento negativo volta a ottenere una sentenza che attestasse l'inesistenza del danno asseritamente subito dai produttori di pneumatici BR/SBR. Il Tribunale di Milano ha tuttavia dichiarato inammissibile l'azione con sentenza impugnata dinanzi alla Corte di Appello di Milano e il giudizio di appello è tuttora pendente. In attesa dell'esito dei ricorsi proposti, sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi, opportunamente aggiornati in ragione delle valutazioni svolte alla luce della su citata sentenza del Tribunale di Prima Istanza del luglio 2011.

3. Indagini della Magistratura

- (i) **Consorzio TSKJ: indagini delle Autorità Statunitensi, Italiane e di altri Paesi.** Snamprogetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% nelle società che costituiscono il consorzio TSKJ. I rimanenti azionisti, con quote paritetiche del 25%, sono Kbr, Technip e JGC. Il consorzio TSKJ a partire dal 1994 ha realizzato impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria. Snamprogetti S.p.A., la società controllante di Snamprogetti Netherlands BV, è stata una diretta controllata di Eni sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di Snamprogetti a Saipem; Snamprogetti è stata incorporata in Saipem S.p.A. dal 1° ottobre 2008. Eni detiene una partecipazione del 43% di Saipem. Con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato tra l'altro di indennizzare i costi e gli oneri che Saipem dovesse eventualmente sostenere, con riferimento alla vicenda TSKJ, anche in relazione alle sue controllate. La US Securities and Exchange Commission (SEC), il US Department of Justice (DOJ) e altre autorità, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento negli Stati Uniti: a seguito di numerosi contatti con le Autorità statunitensi che conducevano le indagini (US SEC e DOJ), è stata definita una transazione globale per chiudere il procedimento. Nel luglio 2010 Snamprogetti Netherlands BV ha firmato un deferred prosecution agreement con il DOJ. Secondo i termini di tale accordo il DOJ ha depositato un atto che prelude all'avvio di un'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV per la violazione di alcune norme del FCPA. È stata concordata una sanzione pecuniaria penale pari a 240 milioni di dollari che trova copertura nel fondo rischi stanziato nel bilancio 2009. Eni e Saipem si sono fatte garanti dell'effettivo adempimento degli obblighi sottoscritti da Snamprogetti Netherlands BV nei confronti del DOJ tenuto conto in particolare degli obblighi contrattuali d'indennizzo assunti da Eni nei confronti di Saipem nell'ambito della cessione di Snamprogetti. Se gli obblighi stabiliti nell'accordo transattivo saranno correttamente adempiuti, il DOJ, decorso un periodo di 2 anni (che può essere esteso a 3 anni), rinuncerà a proseguire l'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV. Per quanto riguarda la transazione con la US SEC anche questa definita nel luglio 2010, Snamprogetti Netherlands BV

ed Eni (in qualità di controllante e società quotata al NYSE) hanno acconsentito, senza ammissione di responsabilità, al deposito di un atto di citazione e alla pronuncia di una sentenza per asserita violazione di alcune norme del Security Exchange Act del 1934, e hanno pagato alla SEC 125 milioni di dollari in relazione al profitto percepito. Anche questo ammontare trova copertura nel fondo rischi stanziato ed è stato pagato da Eni in relazione agli obblighi contrattuali di indennizzo nei confronti di Saipem. Eni, Saipem e Snamprogetti Netherlands BV hanno collaborato nell'inchiesta condotta dalle Autorità americane e hanno realizzato sostanziali miglioramenti ai programmi in materia di compliance già esistenti, anche per quanto riguarda le norme anticorruzione. Conseguentemente, gli accordi transattivi conclusi con le Autorità americane non richiedono l'attuazione di un controllo esterno indipendente sul sistema di compliance interno, come invece è prassi in procedimenti analoghi. Eni e le società controllate sono impegnate in un continuo miglioramento della propria compliance interna.

Il procedimento in Nigeria: con riferimento alle azioni intraprese dalle Autorità nigeriane, in data 10 dicembre 2010 Snamprogetti Netherlands BV ha firmato un accordo transattivo con il Governo Federale di Nigeria in merito alla risoluzione dell'inchiesta condotta sulle attività di Snamprogetti Netherlands BV come membro del consorzio TSKJ. Il Governo Federale di Nigeria aveva in precedenza avviato un procedimento giudiziario nei confronti del consorzio TSKJ e dei quattro azionisti, tra cui Snamprogetti Netherlands BV. Secondo i termini dell'accordo, Snamprogetti Netherlands BV ha pattuito una sanzione pecuniaria penale di 30 milioni di dollari, oltre al rimborso di 2,5 milioni di dollari per spese legali sostenute dal Governo Federale di Nigeria, ponendo termine al procedimento giudiziario. Lo stesso Governo Federale di Nigeria ha rinunciato a proseguire qualsiasi azione penale e civile, in qualunque giurisdizione, nei confronti di Snamprogetti, delle controllanti e delle controllate. Nell'accordo, le Autorità nigeriane riconoscono inoltre che le condotte addebitate sono terminate il 15 giugno 2004.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato sin dal 2004 indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano. A partire dal 10 marzo 2009 la società ha ricevuto richieste di esibizione documenti da parte della Procura della Repubblica di Milano. I fatti che sono oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 sulla responsabilità amministrativa delle società. In caso di condanna ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, oltre alle sanzioni amministrative, è applicabile la confisca del profitto del reato. In fase di indagini preliminari, sono possibili il sequestro preventivo di tale profitto e misure cautelari. Non si può escludere un esito negativo dei procedimenti che potrebbero avere un significativo impatto economico per la società. In ogni caso, allo stato attuale, l'eventuale onere in caso di esito negativo, data la complessità delle analisi in fatto e in diritto (anche su questioni pregiudiziali inerenti giurisdizione e prescrizione) e tenuto conto delle limitate informazioni in possesso della società e del segreto istruttorio sulle indagini in corso, non è oggettivamente determinabile. In data 31 luglio 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano ha notificato a Saipem S.p.A. (in quanto incorporante di Snamprogetti S.p.A.) un decreto con il quale era stata fissata per il 22 settembre 2009 un'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 nel quale Eni e Saipem sono sottoposte a indagine per responsabilità amministrativa in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a due ex dirigenti di Snamprogetti S.p.A.. Nei confronti di Eni e Saipem la Procura della Repubblica di Milano ha richiesto al GIP l'interdizione dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la

società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate. La convocazione da parte del GIP per l'udienza succitata consente a Eni e Saipem di far valere le loro difese prima della decisione sull'eventuale applicazione della misura cautelare richiesta dalla Procura. Nel merito, la misura cautelare richiesta della Procura ha ad oggetto la condotta del consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame, la Procura rileva l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza. In linea di fatto va rilevato che già al tempo degli eventi in esame la società adottava un codice di comportamento e procedure aziendali specifiche, prendendo a riferimento le best practice dell'epoca. Tali codici e procedure, successivamente, hanno subito un'evoluzione finalizzata al continuo miglioramento del controllo interno: tra l'altro, con l'approvazione del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231 in data 14 marzo 2008, si è ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Eni può giustificare, nemmeno in parte, l'adozione di comportamenti in contrasto con i principi e i contenuti del Codice. All'esito dell'udienza del 21 ottobre 2009, con decisione del 17 novembre 2009, il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem. La Procura della Repubblica di Milano ha presentato ricorso in appello avverso l'ordinanza del Giudice per le Indagini Preliminari. Con decisione del 9 febbraio 2010, il Giudice del Riesame ha ritenuto infondato nel merito l'appello della Procura confermando l'impugnata ordinanza del GIP. In data 19 febbraio 2010 la Procura di Milano ha presentato ricorso per Cassazione, chiedendo l'annullamento della predetta ordinanza del Giudice del Riesame. In data 30 settembre 2010 si è tenuta l'udienza avanti la Corte di Cassazione relativa al ricorso presentato dalla Procura di Milano avverso la decisione del Tribunale del Riesame che aveva negato la concessione di una cautelare interdittiva. All'esito dell'udienza la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso avanzato dalla Procura di Milano e ha annullato la decisione del Tribunale del Riesame. La Suprema Corte ha deciso che la richiesta di misura cautelare è (in diritto) ammissibile ai sensi della Legge n. 231 del 2001 anche nelle ipotesi di reato di corruzione internazionale. In data 24 gennaio 2010 è stato notificato a Eni il decreto di fissazione dell'udienza del 22 febbraio 2011 da parte del Tribunale del Riesame di Milano per la discussione in merito alla richiesta di provvedimento cautelare formulata dalla Procura della Repubblica di Milano. In data 18 febbraio 2011 la Procura della Repubblica di Milano, a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherland BV di una cauzione pari a 24.530.580 Euro, anche nell'interesse di Saipem, ha emesso un atto di rinuncia all'impugnazione, sia nei confronti di Eni, sia nei confronti di Saipem S.p.A., dell'ordinanza con la quale il GIP aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva. Il Tribunale del Riesame all'esito dell'udienza del 22 febbraio 2011, preso atto della rinuncia, ha dichiarato inammissibile l'appello della Procura della Repubblica di Milano. Pertanto si è così chiuso il procedimento relativo alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Eni e di Saipem. In data 3 novembre 2010 è stato notificato al difensore della Saipem l'avviso di conclusione delle indagini relativo al procedimento pendente presso il Tribunale di Milano. Nell'atto si rilevano le contestazioni mosse nei confronti di cinque ex dipendenti della Snamprogetti S.p.A. (oggi Saipem) e della Saipem come persona giuridica, in quanto incorporante Snamprogetti. L'atto non riguarda la persona giuridica di Eni. I fatti contestati sono i presunti eventi corruttivi in Nigeria, asseritamente commessi sino a epoca successiva al 31 luglio 2004. Viene contestata anche l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicata come non inferiore a 65 milioni di dollari), asseritamente conseguito da Snamprogetti S.p.A.. In data 3 dicembre 2010 è stato notificato al difensore della Saipem l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 20 dicembre 2010, con allegata richiesta di

rinvio a giudizio. Tale udienza preliminare, tenutasi innanzi al Giudice per l'Udienza Preliminare del Tribunale di Milano, è stata dedicata all'esposizione della tesi del Pubblico Ministero. Durante il successivo rinvio del 12 gennaio 2011 sono state esposte le tesi delle difese. A chiusura dell'udienza la Procura ha chiesto di poter replicare alle tesi della difesa. All'esito della successiva udienza del 26 gennaio 2011 il Giudice per l'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio dei cinque ex dipendenti di Snamprogetti S.p.A. (oggi Saipem) e di Saipem S.p.A. come persona giuridica, in quanto incorporante Snamprogetti. La prima udienza avanti il Tribunale di Milano è stata fissata per il 5 aprile 2011. Si segnala che, i Consigli di Amministrazione di Eni nel 2009 e, successivamente, nel 2010, di Saipem hanno approvato nuove linee guida e principi anticorruzione attraverso i quali il business di Eni e Saipem deve esser svolto. Le linee guida hanno integrato il sistema anticorrittivo delle società, da considerarsi allineato alle best practices internazionali, ottimizzando il sistema di compliance e assicurando il massimo rispetto da parte di Eni e Saipem, e del loro personale, del Codice Etico, del Modello 231 e delle Leggi Anti-Corruzione nazionali ed internazionali. La prima udienza dibattimentale avanti il Tribunale di Milano, fissata per il 5 aprile 2011 è stata rinviata per la trattazione delle questioni preliminari al 10 maggio 2011, all'esito della quale il Tribunale ha rinviato il processo al 6 ottobre 2011 per gli incombenti relativi alla richiesta di prove e alla discussione delle relative questioni.

- (ii) **Misurazione del gas.** Nel maggio 2007 è stato notificato a Eni e altre società del Gruppo un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito del procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano. L'atto è stato notificato anche a cinque top manager del Gruppo oltre a società terze e loro dirigenti. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferiscono tra l'altro a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa. Ciò ha comportato la notifica della relativa informazione di garanzia anche alle società (per quanto riguarda il Gruppo Eni: Eni, Snam Rete Gas e Italgas e altre società terze). In data 26 novembre 2009 è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ai sensi dell'art. 415 bis c.p.p. nel quale risultano sottoposti a indagine n. 12 dipendenti o ex dipendenti di Eni e altre società del Gruppo. I rilievi sollevati nell'avviso riguardano in larga parte (i) violazioni nell'accertamento e/o pagamento dell'accisa sul gas naturale per l'importo complessivo di 20,2 miliardi di Euro e (ii) violazioni od omissione della dichiarazione annuale di consumo del gas naturale e/o delle dichiarazioni da rivolgere all'Agenzia delle Dogane e/o all'AEEG, nonché (iii) il correlato asserito ostacolo all'esercizio delle funzioni di vigilanza dell'Autorità. In relazione a tale procedimento in data 22 febbraio 2011 è stato notificato avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il procedimento a carico di 12 dipendenti o ex dipendenti di Eni e altre società del Gruppo. L'udienza preliminare che, allo stato, non riguarda le persone giuridiche, fissata per il 12 maggio 2011, è stata rinviata al 14 giugno 2011 e successivamente, per motivi di notifica dell'avviso di conclusione delle indagini, al 28 giugno e al 12 luglio 2011. Nell'ambito di tale procedimento, in data 31 maggio 2011 il Pubblico Ministero, a seguito della modifica dell'assetto normativo, ha emesso richiesta di archiviazione per la posizione di due dipendenti SRG con riferimento al reato di cui all'art. 472 c.p. (uso di strumenti di misurazione alterati nell'attività commerciale) relativamente alla stazione di misura di Mazara del Vallo.

In data 23 febbraio 2010, è stata notificata una richiesta di esibizione di documenti concernente le modalità di costituzione, definizione, aggiornamento e attuazione del Modello 231 di Eni per gli anni dal 2003 al 2008. Analoga richiesta è stata notificata alla Snam Rete Gas e ad Italgas. In data 18 maggio 2010 è stata trasmessa dai difensori la richiesta di archiviazione formulata dalla Procura della Repubblica di Milano relativa a diverse posizioni. La richiesta di archiviazione riguarda anche una posizione di vertice, per la quale la Procura, non ha individuato elementi utili per sostenere l'accusa in un eventuale giudizio. La richiesta è stata preceduta da un provvedimento di stralcio delle posizioni archiviate dal procedimento principale.

In data 20 dicembre 2010, nell'ambito di un ulteriore stralcio del procedimento principale sul tema accise, la Procura della Repubblica di Milano ha notificato a n. 9 dipendenti ed ex dipendenti di Eni, in particolare della Divisione Gas & Power, l'avviso di conclusione delle indagini con riferimento al reato di cui all'art. 40 ("Sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali") del D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504. Con riferimento a tale procedimento penale, è stata contestata la sottrazione all'accertamento e al pagamento di accise per un importo rispettivamente di 0,47 miliardi e di 1,3 miliardi di Euro. L'atto non è stato notificato alla società poiché si ritiene si tratti di tema non attinente al D.Lgs. 231 del 2001. In data 6 giugno 2011 è stato notificato ai difensori dei 9 indagati, l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 28 ottobre 2011.

- (iii) **Kazakhstan.** In data 1° ottobre 2009, è pervenuta dalla Procura della Repubblica di Milano, una Richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del Codice di Procedura Penale. Nel provvedimento, emesso nell'ambito di un procedimento penale contro ignoti, è richiesta all'Eni la trasmissione – con riferimento a “ipotesi di corruzione internazionale, appropriazione indebita e altri reati” – di “rapporti di audit e ogni altra documentazione in Vostro possesso concernente anomalie di gestione e/o criticità segnalate in relazione a: 1. Impianto di Karachaganak; 2. progetto Kashagan”. Il reato di “corruzione internazionale” menzionato nella Richiesta di consegna, è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Al fine di adempiere tempestivamente alla richiesta della Procura, è stata avviata la raccolta della documentazione e in più fasi successive Eni ha proceduto al deposito della documentazione fino a quel momento raccolta, riservandosi il deposito di ogni ulteriore documentazione in corso di raccolta. Eni continua a fornire piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Il 29 novembre 2010 la Guardia di Finanza di Milano ha richiesto di sentire manager Eni in merito all'evoluzione intervenuta nella gestione dei contratti di appalto assegnati da Agip KCO ai consorzi NCC e OIC. Successivamente la Polizia Tributaria di Milano ha convocato due manager per essere sentiti in merito all'indagine avviata dalla Procura di Milano.
- (iv) **Algeria.** In data 4 febbraio 2011 è pervenuta dalla Procura della Repubblica di Milano una Richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del Codice di Procedura Penale. Nel provvedimento è richiesta la trasmissione – con riferimento a “ipotesi di reato di corruzione internazionale” – di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip). Tale richiesta è stata trasmessa per competenza a Saipem S.p.A. in data 4 febbraio 2011. Il reato di “corruzione internazionale” menzionato nella Richiesta di consegna è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Al fine di adempiere tempestivamente alla richiesta della Procura è stata quindi avviata la raccolta della documentazione e il 16 febbraio 2011 si è proceduto al deposito di quanto raccolto fino a quel momento riservandosi il deposito di ogni ulteriore documentazione in corso di raccolta. Eni continua a fornire la piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria.

(v) Informazione di garanzia ai sensi del Dlgs. 231/01.

Iraq

In data 21 giugno 2011, è stato notificato, presso gli uffici di eni Zubair S.p.A. e presso gli uffici di Saipem S.p.A. di Fano, un decreto di perquisizione dell'ufficio di alcuni dipendenti del gruppo e di società terze in relazione a ipotesi di reato "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni." La perquisizione ha riguardato, unicamente, gli uffici (e anche le abitazioni private) di alcuni dipendenti del gruppo (un dipendente di eni Zubair e un dirigente di Saipem) e di società terze. I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione in relazione all'attività di eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait.

Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto eni Zubair S.p.A., Eni e Saipem S.p.A. appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni" nell'atto della Procura della Repubblica di Milano; il dipendente di eni Zubair S.p.A. si è dimesso e la società, nell'accettare le dimissioni, si è riservata di agire nei suoi confronti a tutela dei propri diritti. Nonostante le società del gruppo appaiano parti lese, è stata notificata a Eni e a Saipem S.p.A., contestualmente al decreto di sequestro, informativa di garanzia ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001. Già in sede verbalizzazione delle operazioni di sequestro, Eni, per la parte relativa alle attività irachene, ha fatto valere la sua estraneità ai fatti trattandosi di attività che fanno capo alla controllata eni Zubair S.p.A., nonché, viste le contestazioni avanzate nell'atto, la posizione di eni Zubair S.p.A. ed eventualmente della stessa Eni di parte lesa.

4. Contenziosi fiscali

- (i) Contestazioni per mancato pagamento di imposte con conseguente addebito di interessi e penali.** Nel luglio 2004 le competenti Autorità kazakhe hanno notificato alle società Agip Karachaganak BV e Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak, gli esiti di audit fiscali relativi agli esercizi 2000-2003. Entrambe le società avevano presentato ricorso avverso gli avvisi di accertamento ed un accordo preliminare sulla modifica dell'avviso tramite autotutela era stato raggiunto in data 18 novembre 2004. L'avviso di accertamento è stato emesso ora in via definitiva con riscossione coattiva dell'importo. L'importo definitivo accertato, comprensivo di interessi e sovrattasse ammonta a US\$ 39 milioni in quota Eni. Le società contestano gli importi dell'avviso e si riservano il diritto di proseguire il contenzioso con le Autorità kazakhe tramite procedura arbitrale internazionale. Nell'ottobre 2009, le competenti Autorità kazakhe hanno condotto una verifica fiscale generale delle branch kazakhe di Agip Karachaganak BV e di Karachaganak Petroleum Operating BV, relativamente ai periodi d'imposta dal 2004 al 2007. Nel dicembre 2009 le Autorità fiscali hanno emesso avviso di accertamento per il periodo di imposta 2004, ma non hanno ancora proceduto ad alcuna notifica per gli anni successivi. La verifica del 2004 ha generato richieste per US\$ 21,6 milioni a titolo di imposta sul reddito e ritenute alla fonte per US\$ 0,3 milioni. Tali ammontari sono oggetto di disputa e le società hanno presentato ricorso. Nel 2010 sono state avviate le verifiche per i periodi di imposta 2008 e 2009. Il 23 dicembre 2010, Agip Karachaganak BV e Karachaganak Petroleum Operating BV hanno ricevuto notifica dell'avviso di accertamento per il periodo di imposta 2005 contenente una contestazione pari a US\$ 207,4 milioni per imposta sul reddito (US\$ 205,9 milioni) e ritenute alla fonte e altre

imposte (US\$ 1,5 milioni) incluse sanzioni amministrative. Avverso tale avviso è stato presentato ricorso. Inoltre nel corso del 2009, a fronte di audit relativi agli anni 2003-2006, le Autorità kazakhe hanno contestato la recuperabilità contrattuale di alcuni costi sostenuti dalla società operatrice Karachaganak Petroleum Operating BV. Nel febbraio 2011 è stata contestata anche la recuperabilità dei costi relativi all'anno 2007. Sono in corso negoziazioni ai fini di una composizione della disputa.

13.7 CAMBIAMENTI SIGNIFICATIVI NELLA SITUAZIONE FINANZIARIA O COMMERCIALE DELL'EMITTENTE

L'Emittente attesta che non si sono verificati sostanziali cambiamenti negativi nella propria situazione finanziaria o commerciale, dalla chiusura dell'ultimo esercizio per il quale sono state pubblicate informazioni finanziarie sottoposte a revisione contabile.

14. INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

14.1 CAPITALE AZIONARIO

Al 31 dicembre 2010, il capitale della Società ammonta ad Euro 4.005.358.876, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1.

Il capitale sociale di Eni è costituito da azioni ordinarie nominative. Le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto a un voto. I possessori di azioni Eni possono votare nelle Assemblee ordinarie e straordinarie della Società e, comunque, esercitare i diritti sociali e patrimoniali loro attribuiti dalla normativa vigente, nel rispetto dei limiti posti da quest'ultima.

Nel 1995 Eni ha emesso un programma di ADR (*American Depositary Receipts*) per il mercato statunitense. L'ADR identifica i certificati azionari rappresentativi di titoli di società estere trattati sui mercati borsistici degli Stati Uniti. Ogni ADR Eni rappresenta due azioni ordinarie ed è quotato al New York Stock Exchange.

L'acquisto ed il trasferimento delle azioni sono soggetti ad alcune restrizioni di seguito descritte.

L'art. 6.1 dello Statuto, in particolare, stabilisce che, ai sensi dell'art. 3 della Legge 474/1994, nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della Società che comportino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale. Da tale previsione sono escluse, ai sensi delle stesse norme citate, le partecipazioni azionarie detenute dallo Stato, da enti pubblici o da soggetti da questi controllati.

Il limite massimo di tale possesso azionario è calcolato anche tenendo conto delle partecipazioni azionarie complessive facenti capo al controllante, persona fisica o giuridica o società, a tutte le controllate dirette o indirette nonché alle controllate da uno stesso soggetto controllante, ai soggetti collegati nonché alle persone fisiche legate da rapporti di parentela o di affinità fino al secondo grado o di coniugio, sempre che si tratti di coniuge non legalmente separato.

Ai fini del computo del limite del 3%, il controllo ricorre, anche con riferimento a soggetti diversi dalle società, nei casi previsti dall'art. 2359, commi 1 e 2, del Codice Civile.

Il collegamento ricorre nelle ipotesi di cui all'art. 2359, comma 3, del Codice Civile, nonché tra soggetti che, direttamente o indirettamente, tramite controllate, diverse da quelle esercenti fondi comuni di investimento, aderiscano, anche con terzi, ad accordi relativi all'esercizio del diritto di voto o al trasferimento di azioni o quote di società terze o comunque ad accordi o patti di cui all'art. 122 del Testo Unico della Finanza, in relazione a società terze, qualora tali accordi o patti riguardino almeno il 10% del capitale con diritto di voto, se si tratta di società quotate, o il 20% se si tratta di società non quotate.

Ai fini del computo del detto limite di possesso azionario corrispondente al 3%, si tiene conto anche delle azioni detenute tramite fiduciarie e/o interposta persona e in genere da soggetti interposti.

Il diritto di voto e gli altri diritti aventi contenuto diverso da quello patrimoniale inerenti alle azioni detenute in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato non possono essere esercitati e si riduce proporzionalmente il diritto di voto che sarebbe spettato a ciascuno dei soggetti ai quali sia riferibile il limite di possesso azionario, salvo preventive indicazioni congiunte dei soci interessati. In caso di inosservanza, la deliberazione è impugnabile ai sensi dell'art. 2377 del Codice Civile se la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato.

Le azioni per le quali non può essere esercitato il diritto di voto sono comunque computate ai fini della regolare costituzione dell'Assemblea.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

STOCK OPTION

I piani di *stock option* in essere prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti titolari delle posizioni più direttamente responsabili dei risultati o di interesse strategico. I diritti danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

Piani 2002-2004 e 2005

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino ad un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari allo 0,375% del capitale sociale) al servizio del piano di *stock option* 2002-2004 a favore dei dirigenti dell'Eni e delle società da questa controllate e non quotate. Il 27 maggio 2005, l'Assemblea ha successivamente autorizzato a disporre fino ad un massimo di 5.443.400 azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale) al servizio del piano di *stock option* 2005, rimanendo inalterati l'impostazione, i criteri ed i parametri del piano di *stock option* 2002-2004.

Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha annualmente deliberato (i) l'assegnazione annuale delle *stock option*, (ii) il relativo regolamento, e (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio di Amministrazione ha, inoltre, dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (c.d. *vesting period*) e per un periodo massimo di cinque anni; decorsi otto anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario.

Nei casi di (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro, (ii) perdita del controllo da parte di Eni nella società controllata in cui lavora il dirigente assegnatario, (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario lavora, (iv) decesso dell'assegnatario, l'assegnatario, o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono.

Al fine di recepire la nuova normativa fiscale prevista dal Decreto Legge 3 ottobre 2006 n. 262, convertito nella Legge 24 novembre 2006 n. 286, il 25 luglio 2007 il Consiglio di Amministrazione ha modificato il regolamento dell'assegnazione piano di *stock option* 2005 prevedendo che, nei casi sopra descritti, l'assegnatario conservasse il diritto di esercitare le opzioni entro il 31 dicembre 2008.

Piano 2006-2008

Il 25 maggio 2006, l'Assemblea ha approvato il piano di *stock option* 2006-2008 e ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 30 milioni di azioni proprie (pari allo 0,749% del capitale sociale).

Il Piano prevede tre assegnazioni annuali di *stock option*, rispettivamente nel 2006, 2007 e 2008. A differenza dei precedenti, il piano di *stock option* 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del TSR del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione.

Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle *stock option*; (ii) il relativo regolamento, e (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio di Amministrazione, inoltre, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base di criteri approvati.

Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (c.d. *vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni; decorsi sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario.

Nei casi di (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario; (ii) perdita del controllo da parte di Eni nella società di cui l'assegnatario è dipendente; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui l'assegnatario è dipendente; (iv) decesso dell'assegnatario, lo stesso o gli eredi conservano, entro la fine dell'anno in cui si conclude il *vesting period*, il diritto di esercitare le opzioni in misura predeterminata che tiene conto del periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. Qualora i suddetti eventi accadano dopo il *vesting period* le opzioni sono esercitabili entro dodici mesi e comunque non oltre la fine del periodo di esercizio. Nei casi di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, se l'evento accade nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono; se l'evento accade dopo il *vesting period*, le opzioni sono esercitabili entro tre mesi.

Al 31 dicembre 2010 sono in essere n. 15.737.120 opzioni per l'acquisto di n. 15.737.120 azioni ordinarie di Eni del valore nominale di Euro 1. Le opzioni si analizzano per data di assegnazione come segue:

(milioni di Euro)	Diritti di opzione assegnati al 31 dicembre 2010	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate
Assegnazione 2003	213.400	13,743
Assegnazione 2004	671.600	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,514
Assegnazione 2006	2.307.935	23,121
Assegnazione 2007	2.431.560	27,451
Assegnazione 2008	6.831.125	22,540
	15.737.120	

Al 31 dicembre 2010 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2003, di 1 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 1 anni e 7 mesi per il piano 2006, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2007, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2008.

L'evoluzione dei piani di *stock option* in essere nel 2008, nel 2009 e nel 2010 è la seguente:

	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (Euro)	Prezzo di mercato ^(a) (Euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (Euro)	Prezzo di mercato ^(a) (Euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (Euro)	Prezzo di mercato ^(a) (Euro)
	2008				2009			2010	
Diritti esistenti al 1° gennaio	17.699.625	23,822	25,120	23.557.425	23,540	16,556	19.482.330	23,576	17,811
Nuovi diritti assegnati	7.415.000	22,540	22,538						
Diritti esercitati nel periodo	(582.100)	17,054	24,328	(2.000)	13,743	16,207	(88.500)	14,941	16,048
Diritti decaduti nel periodo	(975.100)	24,931	19,942	(4.073.095)	23,374	14,866	(3.656.710)	26,242	16,918
Diritti esistenti al 31 dicembre	23.557.425	23,540	16,556	19.482.330	23,576	17,811	15.737.120	23,005	16,398
di cui:	5.184.250	21,263	16,556	7.298.155	21,843	17,811	8.896.125	23,362	16,398
esercitabili al 31 dicembre									

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale dal rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era, di Euro 1,50 per azione nel 2003, di Euro 2,01 per azione nel 2004, di Euro 3,33 per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di Euro 2,89 per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di Euro 2,98 per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di Euro 2,60 per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

Assegnazioni		2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	22,0	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Il costo dei piani di *stock option* di competenza del 2010 ammonta ad Euro 12 milioni (25 e 12 milioni di Euro rispettivamente nel 2008 e nel 2009).

14.2 ATTO COSTITUTIVO E STATUTO

Conformità dello Statuto alle prescrizioni del Testo Unico della Finanza

Lo Statuto della Società è conforme alle prescrizioni del Testo Unico della Finanza.

14.2.1 Oggetto sociale e scopi dell'Emittente

Ai sensi dell'art. 4 dello Statuto, la Società ha per oggetto l'esercizio diretto e/o indiretto, tramite partecipazione a società, enti o imprese, di attività nel campo degli idrocarburi e dei vapori naturali, quali la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi, la costruzione e l'esercizio delle condotte per il trasporto degli stessi, la lavorazione, la trasformazione, lo stoccaggio, la utilizzazione ed il

commercio degli idrocarburi e dei vapori naturali, il tutto nell'osservanza delle concessioni previste dalle norme di legge.

La Società ha, altresì, per oggetto l'esercizio diretto e/o indiretto, tramite partecipazione a società o imprese, di attività nei settori della chimica, dei combustibili nucleari, della geotermia e delle fonti rinnovabili di energia e dell'energia in genere, nel settore della progettazione e costruzione di impianti industriali, nel settore minerario, nel settore metallurgico, nel settore meccano-tessile, nel settore idrico, ivi inclusi derivazione, potabilizzazione, depurazione, distribuzione, e riutilizzo delle acque, nel settore della tutela dell'ambiente e del trattamento e smaltimento dei rifiuti, nonché in ogni altra attività economica che sia collegata da un vincolo di strumentalità, accessorietà o complementarietà con le attività precedentemente indicate.

La Società ha, inoltre, per oggetto lo svolgimento e la cura del coordinamento tecnico e finanziario delle società partecipate e la prestazione, in loro favore, dell'opportuna assistenza finanziaria.

La Società potrà compiere tutte le operazioni che risulteranno necessarie o utili per il conseguimento degli scopi sociali; a titolo esemplificativo potrà porre in essere operazioni immobiliari, mobiliari, commerciali, industriali, finanziarie e bancarie attive e passive nonché qualunque atto che sia comunque collegato con l'oggetto sociale, ad eccezione della raccolta di risparmio tra il pubblico e dei servizi di investimento così come definiti dal Testo Unico della Finanza.

La Società potrà, infine, assumere partecipazioni ed interessenze in altre società o imprese, sia italiane che straniere, aventi oggetto analogo, affine o complementare al proprio, o a quello delle società alle quali partecipa, e potrà prestare garanzie reali e/o personali per obbligazioni sia proprie che di terzi, ed in particolare fidejussioni.

14.3 L'ORGANISMO DI VIGILANZA E IL MODELLO 231

Ai sensi della disciplina italiana della "responsabilità degli enti per gli illeciti amministrativi dipendenti da reato", contenuta nel Decreto legislativo 231/2001, gli enti associativi – tra cui le società di capitali – possono essere ritenuti responsabili, e di conseguenza sanzionati in via pecuniaria e/o interdittiva, in relazione a taluni reati commessi o tentati – in Italia o all'estero – nell'interesse o a vantaggio delle società. Le società possono in ogni caso adottare modelli di organizzazione, gestione e controllo idonei a prevenire i reati stessi.

In relazione a ciò, nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato il modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del Decreto legislativo 231/2001 (il "**Modello 231**") e istituito il relativo Organismo di Vigilanza. La composizione dell'Organismo, inizialmente di soli tre membri, è stata modificata dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 7 giugno 2007 con l'inserimento di due membri esterni, uno dei quali nominato presidente dell'Organismo, individuati tra accademici e professionisti di comprovata competenza ed esperienza nelle tematiche di economia e organizzazione aziendale. I componenti interni sono rappresentati dai Direttori Affari Legali, Risorse Umane e *Internal Audit* della Società.

In data 19 maggio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha nominato, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, i seguenti componenti dell'Organismo di Vigilanza: Angelo Casò, componente esterno con funzione di Presidente, Tiziano Onesti, componente esterno, e ha confermato, come componenti interni, Massimo Mantovani, Direttore Affari Legali, Marco Petracchini, Direttore Internal Audit, e Pierluigi Renzi, Direttore Risorse Umane e Organizzazione.

L'Organismo svolge le seguenti principali funzioni: (i) vigila sull'effettività del Modello 231 di Eni e ne monitora le attività di attuazione e aggiornamento; (ii) esamina l'adeguatezza del Modello 231 e analizza il mantenimento nel tempo dei suoi requisiti di solidità e funzionalità, proponendo eventuali aggiornamenti; (iii) monitora lo stato di avanzamento della sua estensione alle società controllate e promuove la diffusione e la conoscenza da parte di queste ultime della metodologia e degli strumenti di attuazione del Modello stesso (iv) approva il programma annuale delle attività di vigilanza per Eni, ne coordina l'attuazione e ne esamina le risultanze; (v) cura i flussi informativi di competenza con le funzioni aziendali e con gli organismi di vigilanza delle società controllate.

Le sinergie tra Codice Etico, parte integrante e principio generale non derogabile del Modello 231, e Modello 231 stesso sono sottolineate dall'assegnazione all'Organismo di Vigilanza di Eni delle funzioni di Garante del Codice Etico.

Analogamente, ogni controllata attribuisce al proprio Organismo di Vigilanza la funzione di Garante del Codice Etico. L'Organismo di Vigilanza di Eni riferisce periodicamente sulle attività svolte al Presidente, all'Amministratore Delegato – il quale informa il Consiglio di Amministrazione nell'ambito dell'informativa sull'esercizio delle deleghe conferite – al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale. Tali relazioni periodiche vengono elaborate sulla base delle evidenze acquisite nello svolgimento delle proprie funzioni.

Dopo la prima approvazione del Modello 231 e i suoi successivi aggiornamenti in conseguenza degli interventi legislativi sul campo di applicazione, nella riunione del 14 marzo 2008 il Consiglio di Amministrazione di Eni, sentito il parere del Collegio Sindacale, ne ha approvato l'aggiornamento complessivo, che ha tenuto conto dei cambiamenti organizzativi aziendali, dell'evoluzione del quadro normativo, della giurisprudenza e della dottrina, delle considerazioni derivanti dall'applicazione del modello, ivi comprese le esperienze provenienti dal contenzioso, della prassi delle società italiane ed estere in ordine ai modelli, degli esiti delle attività di vigilanza e delle risultanze delle attività di audit interno.

Il Modello 231 di Eni rappresenta una raccolta di principi e il punto di riferimento per le società controllate, alle quali è trasmesso affinché ciascuna società adotti e/o aggiorni il proprio modello. Le società controllate quotate in Borsa e quelle del settore gas ed elettricità soggette a regolamentazione c.d. *unbundling* adottano il proprio modello adeguandolo, se necessario, alle peculiarità della propria azienda in coerenza alla propria autonomia gestionale. I rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle partecipate, nei consorzi e nelle joint-venture promuovono i principi e i contenuti del Modello 231 negli ambiti di rispettiva competenza.

Sono stabiliti presidi di controllo (*standard* generali di trasparenza delle attività e *standard* di controllo specifici) finalizzati alla prevenzione dei reati previsti dal Decreto legislativo 231/2001 e sono recepiti nelle procedure aziendali di riferimento. L'Organismo di Vigilanza conserva e diffonde alle funzioni aziendali competenti l'individuazione di tali presidi di controllo approvati dall'Amministratore Delegato in occasione degli aggiornamenti.

Conformemente alle disposizioni di legge, è introdotto un sistema disciplinare per sanzionare eventuali violazioni del Modello 231 e la mancata osservanza delle procedure aziendali che recepiscono i presidi di controllo.

Nel 2010, allo scopo di favorire il più possibile l'estensione del Modello 231 a tutte le società controllate, Eni ha finalizzato un progetto con cui è stato ripercorso il processo di adozione del Modello 231 da parte delle società di Eni. Sono stati, quindi, individuati principi e criteri minimi di

riferimento per la composizione e per la definizione delle modalità di funzionamento degli Organismi di Vigilanza delle società controllate ed è stato conseguentemente elaborato, coerentemente con il Nuovo Sistema Normativo di Eni, il testo della *Management System Guideline* “Composizione degli Organismi di Vigilanza e svolgimento delle attività di competenza, a supporto delle società controllate da Eni S.p.A.” che definisce le linee di indirizzo per lo svolgimento delle attività di competenza di ciascun Organismo di Vigilanza, fermi restando i relativi autonomi poteri di iniziativa e controllo.

Anche le società controllate quotate e le società controllate del settore gas ed elettricità soggette a unbundling recepiranno la *Management System Guideline* adeguandola – ove necessario – alle peculiarità della propria azienda e nel rispetto della propria autonomia gestionale. È stato, infine, opportunamente disciplinato il tema della promozione e del monitoraggio dell’adozione del Modello 231 da parte delle società collegate e delle società a controllo congiunto.

Al fine di fornire un supporto tecnico e metodologico nello svolgimento dei compiti assegnati agli Organismi di Vigilanza delle società controllate e di garantire un adeguato livello di conoscenze, nel corso del 2010 è stato implementato con il supporto delle competenti funzioni aziendali un corso di formazione in modalità e-learning, con l’obiettivo di fornire le linee di indirizzo per lo svolgimento delle attività di competenza di ciascun Organismo di Vigilanza nonché di uniformare la conoscenza del personale impegnato nelle attività di vigilanza. Il corso ha posto particolare attenzione sulle seguenti tematiche: (i) Codice Etico, Modello 231 di Eni e legislazione italiana sulla responsabilità amministrativa delle persone giuridiche dipendente da reato; (ii) modello di organizzazione e controllo HSE e Sistema di *Reporting* HSE, (iii) *Corporate Governance*, (iv) Sistema di controllo Interno, controlli esterni e gestione delle informazioni.

Il Consiglio di Amministrazione riveste un ruolo primario in materia 231 essendosi riservato, come detto in precedenza, sia l’approvazione del Modello 231 sia l’istituzione e la nomina dei componenti dell’Organismo di Vigilanza, sul cui operato riceve informativa periodica per il tramite dell’Amministratore Delegato. A quest’ultimo è attribuito invece il compito di attuare e aggiornare il Modello 231, in virtù dei poteri ad esso conferiti dal modello stesso. A tal fine, l’Amministratore Delegato ha istituito un apposito team multifunzionale (“Team 231”), che cura la predisposizione delle proposte di aggiornamento.

Nel corso del 2010 sono state avviate le attività di aggiornamento del Modello 231 con riferimento alle nuove tipologie di reato presupposto della responsabilità amministrativa degli enti (delitti di criminalità organizzata, delitti contro l’industria e il commercio, delitti in materia di violazione del diritto di autore, nonché induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all’autorità giudiziaria).

Sono state altresì definite le logiche e le modalità attuative per la pianificazione e lo svolgimento delle attività di vigilanza sulle tematiche salute e sicurezza nei luoghi di lavoro per la prevenzione dei reati di “omicidio colposo o lesioni gravi o gravissime commesse con violazione delle norme sulla tutela della salute e sicurezza sul lavoro”, in coerenza con i requisiti del Decreto legislativo 231/2001, con i principi e i contenuti del Modello 231 e con quanto previsto dal modello di sistema di gestione HSE di Eni in tema di verifiche e controlli interni.

Le attività sono state curate da un apposito gruppo di lavoro multifunzionale, coordinato dall’Organismo di Vigilanza di Eni. In ragione di ciò, nel corso del 2010 è stata avviata la diffusione agli Organismi di Vigilanza delle società controllate della metodologia adottata da Eni per lo svolgimento delle attività di vigilanza in materia HS.

Ai fini della corretta attuazione del Modello 231 sono previste attività di formazione e/o di comunicazione differenziate a seconda dei destinatari, inclusi i terzi e il mercato. Nel 2010 sono proseguite le attività di formazione sul Modello 231 tramite la fruizione di corsi multimediali *web based training* (WBT 231) rivolti a dirigenti, quadri in comunicazione organizzativa e *key officer* di Eni e delle società controllate in Italia e all'estero (escluse le società quotate e soggette a *unbundling*), al fine di garantire una conoscenza approfondita sia del Codice Etico sia del Modello 231.

Sono stati inoltre organizzati appositi seminari formativi con i Direttori Generali delle Divisioni *Refining & Marketing*, *Gas & Power* ed *Exploration & Production* e i loro primi riporti. Gli incontri sono stati svolti nell'ambito delle attività pianificate, in linea con quanto previsto dal Codice Etico e dal Modello 231. L'occasione è stata utile per estendere la trattazione anche ad altri temi di *compliance*, fra cui anti-corruzione e salute e sicurezza in azienda.

Il Modello 231 e il Codice Etico sono pubblicati sul sito Internet di Eni www.eni.com e sono resi disponibili sulla rete intranet aziendale.

14.4 CORTE DEI CONTI

La gestione finanziaria di Eni è sottoposta al controllo, a fini di tutela della finanza pubblica, della Corte dei conti. L'attività è svolta dal Magistrato della Corte dei conti, Raffaele Squitieri (e dal suo sostituto, Amedeo Federici), in base alla deliberazione assunta il 28 ottobre 2009 dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti.

Il Magistrato della Corte dei conti assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e del Comitato per il controllo interno.

15. CONTRATTI IMPORTANTI

Non sono stati stipulati contratti importanti fuori dal corso del normale svolgimento dell'attività, che potrebbero comportare per i membri del Gruppo un'obbligazione o un diritto tale da influire in misura rilevante sulla capacità di Eni di adempiere alle proprie obbligazioni nei confronti dei possessori delle Obbligazioni.

16. INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI

16.1 RELAZIONI E PARERI DI ESPERTI

Ai fini della redazione del presente Prospetto Informativo non sono state emesse relazioni o pareri da esperti.

16.2 INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI

Ove indicato, le informazioni contenute nella presente Sezione Prima provengono da fonti terze. L'Emittente conferma che tali informazioni sono state riprodotte fedelmente e che, per quanto a propria conoscenza anche sulla base di informazioni pubblicate dai terzi in questione, non sono state omessi fatti che potrebbero rendere le informazioni riprodotte inesatte o ingannevoli.

17. DOCUMENTAZIONE A DISPOSIZIONE DEL PUBBLICO

Dalla data di pubblicazione del presente Prospetto Informativo e per tutta la durata della sua validità, i seguenti documenti, unitamente ai comunicati stampa divulgati dall'Emittente, possono essere consultati presso la sede sociale di Eni S.p.A., sita in Piazzale E. Mattei 1, Roma, nonché sul sito *internet* dell'Emittente (www.eni.com) e di Borsa Italiana:

- Statuto dell'Emittente;
- Relazione finanziaria consolidata annuale relativa agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 31 dicembre 2009;
- Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari relativa agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 31 dicembre 2009;
- Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e relazione di PricewaterhouseCoopers S.p.A. relativa al bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009;
- Bilanci di esercizio di Eni relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 31 dicembre 2009;
- Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio di esercizio di Eni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e relazione di PricewaterhouseCoopers S.p.A. relativa al bilancio di esercizio di Eni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009;
- Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011 e al 30 giugno 2010;
- Relazioni della Società di Revisione relative alle relazioni finanziarie semestrali consolidate al 30 giugno 2010 e al 30 giugno 2011;
- *Annual Report on Form 20-F* redatto da Eni per l'anno fiscale chiuso il 31 dicembre 2010 e depositato presso la SEC il 7 aprile 2011.

Il presente Prospetto Informativo sarà, altresì, a disposizione sui siti *internet* dei Responsabili del Collocamento, dei soggetti collocatori e di Borsa Italiana. Copia cartacea del Prospetto potrà, inoltre, essere richiesta gratuitamente presso la sede sociale di Eni S.p.A. in Roma, Piazzale E. Mattei, 1 nonché presso i Responsabili del Collocamento e i soggetti collocatori.

SEZIONE SECONDA

NOTA INFORMATIVA

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

1. PERSONE RESPONSABILI

1.1 PERSONE RESPONSABILI DELLE INFORMAZIONI CONTENUTE NEL PROSPETTO

La responsabilità del Prospetto Informativo è assunta dalle persone indicate nella Sezione Prima, Capitolo 1, Paragrafo 1.1 del presente Prospetto Informativo.

1.2 DICHIARAZIONE DI RESPONSABILITÀ

La dichiarazione di responsabilità è riportata nella Sezione Prima, Capitolo 1, Paragrafo 1.2 del presente Prospetto Informativo.

2. FATTORI DI RISCHIO

Per una descrizione dei fattori di rischio relativi alle Obbligazioni oggetto dell'Offerta, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 4, del presente Prospetto Informativo.

3. INFORMAZIONI FONDAMENTALI

3.1 INTERESSI DI PERSONE FISICHE E GIURIDICHE PARTECIPANTI ALL'EMISSIONE/ALL'OFFERTA

L'attività dei Collocatori e dei Responsabili del Collocamento, in quanto soggetti che agiscono istituzionalmente su incarico dell'Emittente e che percepiscono commissioni in relazione al servizio di collocamento e/o di direzione del Consorzio potrebbe comportare il verificarsi di un potenziale conflitto di interessi.

I Responsabili del Collocamento, Banca IMI ed UniCredit, versano, inoltre, in una situazione di potenziale conflitto di interessi in quanto facenti parte, rispettivamente, del gruppo bancario Intesa Sanpaolo e del gruppo bancario UniCredit, i quali intrattengono continue relazioni d'affari con l'Emittente e con le società del Gruppo dell'Emittente e vantano nei confronti dell'Emittente e del suo Gruppo crediti finanziari di natura rilevante.

Al 30 giugno 2011, le linee di credito accordate dal gruppo bancario Intesa Sanpaolo e dal gruppo bancario UniCredit nei confronti dell'Emittente e delle società del Gruppo dell'Emittente, erano pari, rispettivamente, a circa Euro 7.947 milioni e ad Euro 4.799 milioni.

Inoltre, UniCredit S.p.A. – società capogruppo del gruppo bancario UniCredit – tramite le proprie filiali nonché FinecoBank S.p.A., società controllata nell'ambito del medesimo gruppo UniCredit, e Intesa Sanpaolo S.p.A. – società capogruppo del gruppo bancario Intesa Sanpaolo – tramite le proprie filiali e società dalla stessa controllate, svolgeranno il ruolo di Collocatori delle Obbligazioni.

Banca IMI ed UniCredit prestano attività e servizi di investimento (ivi compresa l'attività di *market making*) che potrebbero avere ad oggetto gli strumenti finanziari (comprese le Obbligazioni) emessi dall'Emittente e/o da società del suo Gruppo o altri strumenti collegati a questi ultimi.

Società facenti parte del gruppo bancario Intesa Sanpaolo, inclusa Intesa Sanpaolo S.p.A., nell'ambito della propria attività commerciale, hanno prestato o potrebbero prestare servizi di corporate o investment banking ad altre società interessate ad effettuare altre operazioni nel medesimo settore merceologico o di natura simile.

Il gruppo bancario UniCredit ed il gruppo bancario Intesa Sanpaolo si trovano in una situazione di conflitto di interessi in quanto l'Emittente potrebbe utilizzare i proventi dell'emissione delle Obbligazioni, o parte di essi, anche per il rimborso di finanziamenti e/o riduzione dell'esposizione creditizia nei confronti dei medesimi gruppi bancari.

UniCredit opererà quale agente di calcolo, sarà cioè il soggetto incaricato della determinazione delle cedole relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e delle altre attività connesse. Tale coincidenza fra responsabile del collocamento ed agente di calcolo potrebbe determinare una situazione di conflitto di interessi nei confronti degli investitori.

Infine, si segnala che negli organi sociali dell'Emittente è presente anche un esponente aziendale del gruppo UniCredit.

3.2 RAGIONI DELL'OFFERTA E IMPIEGO DEI PROVENTI

I proventi dell'Offerta, al netto delle spese e commissioni di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.5, saranno utilizzati dall'Emittente per finalità di gestione operativa generale del Gruppo, inclusi il rifinanziamento ed il consolidamento dell'indebitamento a breve termine. Infatti, le

Obbligazioni perseguono principalmente l'obiettivo di migliorare l'equilibrio tra l'indebitamento a breve e a medio/lungo termine di Eni e di ampliare la base degli investitori.

Conseguentemente, i proventi dell'Offerta saranno utilizzati anche per rimborsare i debiti a breve termine in funzione dell'ammontare finale dell'Offerta stessa.

Al 30 giugno 2011, l'indebitamento a breve termine (Euro 5.573 milioni) costituiva il 20% del totale dell'indebitamento di Eni (Euro 27.594 milioni). Eni ritiene che l'emissione oggetto dell'Offerta potrebbe ridurre tale percentuale dal 20% fino ad un massimo di circa il 13%, con riferimento alla situazione al 30 giugno 2011.

4. INFORMAZIONI RIGUARDANTI GLI STRUMENTI FINANZIARI DA OFFRIRE/DA AMMETTERE ALLA NEGOZIAZIONE

4.1 INFORMAZIONI RELATIVE ALLE OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO FISSO

4.1.1 Ammontare delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso offerte

L'ammontare delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà compreso tra un minimo di 150.000 e un massimo di 1.000.000 di Obbligazioni aventi ciascuna valore nominale di Euro 1.000. Il valore nominale complessivo massimo delle Obbligazioni, inclusivo del valore nominale complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, è pari a Euro 1.000.000.000, fermo restando che:

- (i) nel corso del Periodo di Offerta, in caso di eccesso di domanda, l'Emittente si riserva la facoltà di aumentare – sentiti i Responsabili del Collocamento – il valore nominale complessivo massimo delle Obbligazioni, inclusivo del valore nominale complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, fino all'importo complessivo massimo di Euro 2.000.000.000. In tale ipotesi, saranno emesse Obbligazioni sino ad un numero massimo pari a 2.000.000 e con valore nominale di Euro 1.000 ciascuna. Tale decisione sarà tempestivamente comunicata al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana;
- (ii) in caso di ritiro dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, non si darà corso all'emissione del Prestito a Tasso Fisso.

L'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà comunicato al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) giorni lavorativi – secondo il calendario di Borsa Italiana di volta in volta vigente ("**Giorno Lavorativo**") – dalla conclusione dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

Il codice ISIN (*International Security Identification Number*) rilasciato da Banca d'Italia per le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso è IT0004760655.

4.1.2 Descrizione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso saranno emesse ed offerte in sottoscrizione ad un prezzo inferiore al 100% del loro valore nominale e superiore al 99% del loro valore nominale. Tale prezzo sarà determinato nel rispetto delle seguenti condizioni:

- (i) il prezzo sarà tale da offrire, in funzione del tasso d'interesse nominale annuo lordo definito con le modalità descritte nella Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.8, un tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza pari a quello determinato con le modalità descritte alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.10; e

- (ii) con riferimento alle modalità di arrotondamento, tale prezzo sarà arrotondato alla seconda cifra decimale (con 0,005 arrotondato al secondo decimale superiore).

Il prezzo come sopra determinato costituirà il prezzo di emissione e di offerta e sarà comunicato al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell’Offerta e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante apposito avviso diffuso da Borsa Italiana.

Il prezzo di una Obbligazione a Tasso Fisso sarà pari al prezzo di offerta espresso in percentuale moltiplicato per Euro 1.000, senza aggravio di commissioni o spese a carico del richiedente.

Il Prestito a Tasso Fisso avrà durata di 6 (sei) anni (ovvero 72 mesi), con decorrenza dalla data, coincidente con la Data di Emissione, a partire dalla quale le Obbligazioni maturano il diritto al pagamento degli importi e all’esercizio dei diritti ad esse collegati (la “**Data di Godimento**”) sino al corrispondente giorno del settantaduesimo mese dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso (la “**Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso**”). La Data di Godimento e la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso saranno successivamente determinate e comunicate al pubblico mediante apposito avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell’offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

Il Prestito a Tasso Fisso sarà emesso ed avrà godimento entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla data di chiusura dell’offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso. Tale data, che coincide con la data di pagamento delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, sarà resa nota entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell’offerta medesima, mediante avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

4.1.3 Legislazione in base alla quale le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono state emesse

Il Prestito a Tasso Fisso è regolato dalla legge italiana.

Per qualsiasi controversia relativa al Prestito a Tasso Fisso ovvero al Regolamento del Prestito a Tasso Fisso che dovesse insorgere tra l’Emittente e gli obbligazionisti sarà competente, in via esclusiva, il Foro di Roma ovvero, qualora l’obbligazionista rivesta la qualifica di consumatore ai sensi e per gli effetti dell’articolo 3 del Decreto Legislativo 6 settembre 2005 n. 206 e sue successive modifiche e integrazioni, il foro di residenza o domicilio elettivo di quest’ultimo.

4.1.4 Caratteristiche delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso costituiscono titoli al portatore e saranno immesse nel sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli S.p.A., con sede sociale in Milano, via Mantegna n. 6 (“**Monte Titoli**”), in regime di dematerializzazione, ai sensi del Testo Unico della Finanza e del Regolamento recante la disciplina dei servizi di gestione accentrata, di liquidazione, dei sistemi di garanzia e delle relative società di gestione adottato con provvedimento congiunto di Banca d’Italia e Consob in data 22 febbraio 2008.

Pertanto, in conformità a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, ogni operazione avente ad oggetto le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso (ivi inclusi, a titolo esemplificativo, i

trasferimenti e la costituzione di vincoli), nonché l'esercizio dei relativi diritti patrimoniali, potranno essere effettuati esclusivamente per il tramite di Intermediari Autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli. Gli obbligazionisti, inoltre, non potranno richiedere ed ottenere la consegna materiale dei titoli rappresentativi delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso. È fatto salvo il diritto di chiedere il rilascio della certificazione di cui all'articolo 83-*quinquies* del Testo Unico della Finanza.

4.1.5 Valuta di emissione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso

Il Prestito a Tasso Fisso è emesso e denominato in Euro.

4.1.6 *Ranking* delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso non sono subordinate agli altri debiti chirografari presenti e futuri dell'Emittente.

4.1.7 Diritti connessi alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e relative limitazioni

Gli obbligazionisti hanno diritto al pagamento delle cedole (il cui ammontare sarà determinato secondo quanto previsto nella Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.8) e, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso, al rimborso alla pari del capitale.

I diritti degli obbligazionisti si prescrivono, per quanto concerne gli interessi, decorsi 5 (cinque) anni dalla data in cui questi sono divenuti esigibili e, per quanto concerne il capitale, decorsi 10 (dieci) anni dalla data in cui le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono divenute rimborsabili.

4.1.8 Tasso di interesse nominale e disposizioni relative agli interessi da pagare

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono fruttifere di interessi a tasso fisso, dalla Data di Godimento (inclusa) sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso (esclusa). Il tasso di interesse nominale annuo lordo sarà determinato in misura pari al tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.10, arrotondato, ove non divisibile per 0,125%, all'ottavo di punto percentuale (e cioè lo 0,125%) inferiore; laddove il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza risulti esattamente divisibile per 0,125%, il tasso di interesse nominale annuo lordo sarà pari al tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza diminuito dello 0,125%. Il tasso di interesse nominale annuo lordo così determinato (il "**Tasso di Interesse Nominale**") sarà comunicato al pubblico con apposito avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

Il pagamento degli interessi sarà effettuato annualmente in via posticipata e cioè alla scadenza di ogni 12 (dodici) mesi a partire dalla Data di Godimento. L'ultimo pagamento sarà effettuato alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso.

Gli interessi saranno calcolati su base numero di giorni effettivi del relativo periodo di interesse su numero di giorni compresi nell'anno di calendario (365 ovvero, in ipotesi di anno bisestile, 366) – secondo la convenzione *Act/Act unadjusted*, come intesa nella prassi di mercato. Per "periodo di interessi" si intende il periodo compreso fra una data di pagamento interessi

(inclusa) e la successiva data di pagamento interessi (esclusa), ovvero, limitatamente al primo periodo di interessi, il periodo compreso tra la Data di Godimento (inclusa) e la prima data di pagamento interessi (esclusa), fermo restando che laddove una data di pagamento interessi venga a cadere in un giorno che non è un Giorno Lavorativo e sia quindi posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, non si terrà conto di tale spostamento ai fini del calcolo dei giorni effettivi del relativo periodo di interessi.

L'importo di ciascuna cedola sarà determinato moltiplicando il valore nominale di ciascuna Obbligazione a Tasso Fisso, pari a Euro 1.000, per il Tasso di Interesse Nominale. L'importo di ciascuna cedola sarà arrotondato al centesimo di Euro (0,005 Euro arrotondati al centesimo di Euro superiore).

Qualora una qualsiasi data di pagamento degli interessi non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, né il posticipo delle successive date di pagamento interessi (*Following Business Day Convention – unadjusted*).

Il pagamento degli interessi avrà luogo esclusivamente per il tramite degli Intermediari Autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli.

4.1.9 Data di Scadenza e procedure di Rimborso

Il rimborso delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso avverrà alla pari, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso, in un'unica soluzione, senza alcuna deduzione di spesa, ma fermo restando quanto previsto alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14. Qualora la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

L'Emittente non ha facoltà di rimborsare anticipatamente il Prestito a Tasso Fisso, né gli obbligazionisti hanno titolo per richiedere ed ottenere il rimborso anticipato del Prestito a Tasso Fisso.

Il rimborso del capitale avverrà esclusivamente per il tramite degli Intermediari Autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli.

4.1.10 Tasso di rendimento effettivo

Il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà reso noto, insieme al margine di rendimento effettivo (il "**Margine di Rendimento Effettivo**"), entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, mediante avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana. Il tasso di rendimento annuo lordo effettivo sarà calcolato sommando il Margine di Rendimento Effettivo al tasso *mid swap* a 6 anni (pubblicato sulla pagina Reuters ISDAFIX2, fixing contro EURIBOR a 6 mesi, alle ore 11:00 a.m. di Francoforte), e rilevato il terzo Giorno Lavorativo antecedente alla Data di Godimento. Il Margine di Rendimento Effettivo sarà compreso nell'ambito di un intervallo che sarà non inferiore a 180 e non superiore a 280 punti base (*basis points*).

Il Margine di Rendimento Effettivo sarà determinato in base ai prezzi di mercato delle obbligazioni di durata sostanzialmente simile emesse da Eni e all'andamento delle domande di adesione al Prestito a Tasso Fisso.

In caso di vendita delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso prima della loro scadenza, il tasso di rendimento annuo lordo effettivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso conseguito dal sottoscrittore dipenderà dal prezzo di vendita delle Obbligazioni. In linea teorica, tale prezzo dovrebbe rappresentare il valore attuale dei flussi futuri delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

4.1.11 Assemblea degli obbligazionisti e rappresentante comune

Per la tutela degli interessi comuni dei titolari di Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso si applicano le disposizioni di cui agli articoli 2415 e seguenti del Codice Civile.

Ai sensi dell'articolo 2415, comma 1, del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti delibera:

- (a) sulla nomina e sulla revoca del rappresentante comune;
- (b) sulle modifiche delle condizioni del prestito;
- (c) sulla proposta di concordato;
- (d) sulla costituzione di un fondo per le spese necessarie alla tutela dei comuni interessi e sul rendiconto relativo;
- (e) sugli altri oggetti di interesse comune degli obbligazionisti.

Ai sensi dell'articolo 2415, comma 2, del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti è convocata dagli amministratori dell'Emittente o dal rappresentante comune degli obbligazionisti, quando lo ritengono necessario oppure quando ne sia fatta richiesta da tanti obbligazionisti che rappresentino il ventesimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso emesse e non estinte.

In conformità all'articolo 2415, comma 3, del Codice Civile si applicano all'assemblea degli obbligazionisti le regole previste dal Codice Civile per l'assemblea straordinaria dei soci delle società per azioni. Le relative deliberazioni sono iscritte, a cura del notaio che ha redatto il verbale, nel registro delle imprese. Per la validità delle deliberazioni aventi ad oggetto le modifiche delle condizioni del Prestito a Tasso Fisso, è necessario il voto favorevole degli obbligazionisti che rappresentino la metà delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso emesse e non estinte.

L'Emittente, per le obbligazioni da essa eventualmente possedute, non può partecipare alle deliberazioni dell'assemblea degli obbligazionisti. All'assemblea degli obbligazionisti possono assistere gli amministratori ed i sindaci.

Ai sensi dell'articolo 2416 del Codice Civile, le deliberazioni assunte dall'assemblea degli obbligazionisti sono impugnabili a norma degli articoli 2377 e 2379 del Codice Civile. L'impugnazione è proposta innanzi al Tribunale di Roma, in contraddittorio con il rappresentante comune.

Secondo il disposto dell'articolo 2417 del Codice Civile, il rappresentante comune può essere scelto anche al di fuori degli obbligazionisti e possono essere nominate anche le persone giuridiche autorizzate all'esercizio dei servizi di investimento, nonché le società fiduciarie. Il rappresentante comune, se non è nominato nell'assemblea degli obbligazionisti a norma dell'articolo 2415 del Codice Civile, è nominato con decreto dal Tribunale su domanda di uno o più obbligazionisti o degli amministratori dell'Emittente. Il rappresentante comune resta in carica per un periodo non superiore a tre esercizi e può essere rieletto. L'assemblea degli obbligazionisti ne fissa il compenso. Entro 30 (trenta) giorni dalla notizia della sua nomina, il rappresentante comune deve richiederne l'iscrizione nel registro delle imprese.

L'articolo 2418 del Codice Civile prevede che il rappresentante comune debba provvedere all'esecuzione delle delibere dell'assemblea degli obbligazionisti e tutelare gli interessi comuni di questi nei rapporti con l'Emittente. Il rappresentante comune ha il diritto di assistere alle assemblee dei soci dell'Emittente. Per la tutela degli interessi comuni, il rappresentante comune ha la rappresentanza processuale degli obbligazionisti anche in caso di concordato preventivo, fallimento, o amministrazione straordinaria dell'Emittente. In ogni caso, come previsto dall'articolo 2419 del Codice Civile, non sono precluse azioni individuali degli obbligazionisti, purché non siano incompatibili con le deliberazioni dell'assemblea degli obbligazionisti previste dall'articolo 2415 del Codice Civile.

4.1.12 Delibere ed autorizzazioni relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso

L'emissione del Prestito a Tasso Fisso è stata deliberata dal consiglio di amministrazione dell'Emittente in data 27 aprile 2011. In particolare, la Società ha deciso di (i) procedere all'emissione di uno o più prestiti obbligazionari, a tasso fisso e/o a tasso variabile, non convertibili e non subordinati, da offrire in sottoscrizione in una o più tranche al pubblico indistinto in Italia e da ammettere a quotazione presso uno o più mercati regolamentati, ivi incluso il MOT, per un importo massimo complessivo non superiore ad Euro 2.000.000.000 e (ii) di conferire all'Amministratore Delegato, al *Chief Financial Officer* e all'*Executive Vice President* Finanza, disgiuntamente tra loro, anche a mezzo di procuratori speciali, il potere di porre in essere, finalizzare, negoziare, sottoscrivere, modificare (in tutto o in parte), e ratificare, nei limiti delle caratteristiche dei prestiti obbligazionari individuate, ogni atto, documento, comunicazione o accordo necessario o opportuno alla finalizzazione (ivi incluso il potere di stabilire ogni termine e condizione delle emittende obbligazioni e dell'offerta delle stesse), all'emissione e al collocamento dei prestiti obbligazionari.

Borsa Italiana, con provvedimento n. 7036 del 31 agosto 2011, ha disposto l'ammissione a quotazione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sul MOT.

4.1.13 Restrizioni alla libera trasferibilità delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso

Non esistono restrizioni alla libera trasferibilità delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso derivanti dalle condizioni di emissione del prestito stesso, fatta salva l'applicazione delle vigenti disposizioni in materia.

4.1.14 Regime fiscale

Sono a carico dell'obbligazionista le imposte e tasse presenti e future che si rendono dovute per legge sulle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e/o i relativi interessi, premi ed altri frutti. Di conseguenza, ogni pagamento effettuato dall'Emittente in relazione alle Obbligazioni del

Prestito a Tasso Fisso sarà al netto delle ritenute applicabili ai sensi della legislazione di volta in volta vigente. In particolare, si considerano a carico dell'obbligazionista tutte le imposte applicabili sugli interessi, premi ed altri frutti dall'Emittente o da altri soggetti che intervengano nella corresponsione di detti interessi, premi ed altri frutti, quale, a mero titolo di esempio, l'imposta sostitutiva di cui al D.Lgs. 1 aprile 1996, n. 239.

Le informazioni fornite nella seguente sezione riassumono il regime proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione di Obbligazioni per certe categorie di investitori, ai sensi della legislazione tributaria italiana e della prassi vigenti alla data di pubblicazione del Prospetto, fermo restando che le stesse potranno essere soggette a cambiamenti e modifiche che potrebbero avere effetti retroattivi.

Quanto segue non intende essere un'analisi esauriente di tutte le conseguenze fiscali dell'acquisto, della detenzione e della cessione di Obbligazioni. Gli investitori sono tenuti a consultare i loro consulenti in merito al regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione di strumenti finanziari.

Redditi di capitale

Il decreto legislativo n. 239 del 1° aprile 1996 (il D.Lgs. 239/1996), come successivamente modificato, disciplina il trattamento fiscale degli interessi, premi ed altri frutti (ivi inclusa ogni differenza tra il prezzo di emissione e quello di rimborso, gli **"Interessi"**) derivanti dalle obbligazioni o titoli simili emessi, tra l'altro, da società residenti in Italia con azioni negoziate in mercati regolamentati italiani, aventi una scadenza originaria non inferiore a 18 mesi.

Investitori residenti in Italia

Se un investitore residente in Italia è (i) una persona fisica che detiene le obbligazioni al di fuori dell'esercizio dell'attività d'impresa (salvo che non abbia optato per il regime del risparmio gestito, descritto infra, al Paragrafo "Tassazione delle plusvalenze"), (ii) una società di persone o soggetto equiparato di cui all'articolo 5 del DPR 22 dicembre 1986, n. 917 (il **"TUIR"**), con esclusione delle società in nome collettivo, in accomandita semplice e quelle ad esse equiparate; (iii) un ente non commerciale privato o pubblico, (iv) un soggetto esente dall'imposta sul reddito delle persone giuridiche, gli Interessi derivanti dalle Obbligazioni sono soggetti ad un'imposta sostitutiva del 12,5%. Il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, ha disposto l'aumento dell'aliquota dal 12,5% al 20% per gli interessi maturati a partire dal 1° gennaio 2012. Detto Decreto, attualmente in vigore, dovrà essere convertito in legge dal Parlamento entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore del 13 agosto 2011. Qualora il Decreto non sia convertito, il predetto aumento dell'aliquota non avrà efficacia.

Qualora l'investitore di cui ai precedenti punti (i) e (iii) detenga le Obbligazioni nell'esercizio dell'attività d'impresa, gli Interessi concorrono a formare il reddito di impresa dello stesso e l'imposta sostitutiva può essere scomputata dall'imposta complessiva da essi dovuta sul reddito imponibile.

Ai sensi del D.Lgs. 239/1996, l'imposta sostitutiva è applicata dalle banche, dalle società di intermediazione mobiliare, dalle società fiduciarie, dagli agenti di cambio e dagli altri soggetti espressamente indicati in appositi decreti del Ministro dell'Economia e delle Finanze (gli **"Intermediari"** e ciascuno, l'**"Intermediario"**).

Se l'investitore residente è una società o un ente commerciale (ivi incluse le stabili organizzazioni italiane di soggetti non residenti) e le Obbligazioni sono depositate presso un Intermediario, gli Interessi non sono soggetti ad imposta sostitutiva, ma concorrono a formare il reddito complessivo del percettore ai fini dell'imposta sul reddito delle società (e, in talune circostanze, in relazione alla natura dell'investitore, sono anche soggetti anche all'IRAP – imposta regionale sulle attività produttive).

Se l'investitore è un fondo comune di investimento immobiliare (conforme ai requisiti richiesti dal Decreto Legge n. 78 del 31 maggio 2010, convertito con la Legge n. 122 del 30 luglio 2010), gli Interessi non sono soggetti né ad imposta sostitutiva né ad altre imposte sul reddito in capo al fondo (salvi i casi di fondi a ristretta base partecipativa, per i quali può essere prevista una tassazione per trasparenza in capo a certe tipologie di investitori che detengono partecipazioni significative). In ogni caso, i proventi derivanti dalla partecipazione ai fondi immobiliari sono ordinariamente assoggettati in capo ai percipienti ad una ritenuta del 20%, applicata a titolo di acconto o d'imposta (a seconda della natura giuridica del percipiente e fatta salva la non applicazione della ritenuta in capo ai partecipanti assoggettati a tassazione per trasparenza).

Se l'investitore residente in Italia è un fondo d'investimento mobiliare, aperto o chiuso, ovvero una SICAV e le Obbligazioni sono depositate presso un Intermediario, gli Interessi maturati durante il periodo di possesso non saranno soggetti all'imposta sostitutiva sopra menzionata e nessuna ulteriore imposta sostitutiva sarà applicabile al risultato di gestione del fondo o della SICAV. Una ritenuta del 12,5% sarà applicabile ai proventi distribuiti dal fondo o dalla SICAV o ricevuti da alcune categorie di investitori a seguito di riscatto e cessione delle quote. Il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, ha disposto l'aumento dell'aliquota dal 12,5% al 20% per i proventi divenuti esigibili a partire dal 1° gennaio 2012. Detto Decreto, attualmente in vigore, dovrà essere convertito in legge dal Parlamento entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore del 13 agosto 2011. Qualora il Decreto non sia convertito, il predetto aumento dell'aliquota non avrà efficacia.

Se l'investitore è un fondo pensione (soggetto al regime previsto dall'articolo 17 del decreto legislativo n. 252 del 5 dicembre 2005), e le Obbligazioni sono depositate presso un Intermediario, gli Interessi maturati durante il periodo di possesso non sono soggetti all'imposta sostitutiva sopra menzionata, ma devono essere inclusi nel risultato del fondo, rilevato alla fine di ciascun periodo d'imposta, soggetto ad un'imposta sostitutiva *ad hoc*, pari all'11%.

Se le Obbligazioni non sono depositate presso un Intermediario, l'imposta sostitutiva è applicata e trattenuta da ogni Intermediario che comunque intervenga nel pagamento degli Interessi all'investitore ovvero, anche in qualità di acquirente, nel trasferimento delle Obbligazioni. Qualora gli Interessi siano corrisposti direttamente dall'Emittente, l'imposta sostitutiva è applicata da quest'ultimo.

Investitori non residenti

Nessuna imposta sostitutiva è dovuta sul pagamento di Interessi relativamente ad Obbligazioni detenute da investitori non residenti in Italia, qualora questi siano:

- (i) residenti ai fini fiscali in uno Stato che acconsente ad un adeguato scambio di informazioni con l'Italia. La lista dei Paesi che consentono un adeguato scambio di informazioni con l'Italia è contenuta nel decreto Ministeriale del 4 settembre 1996 e

successive integrazioni e modificazioni. La Legge Finanziaria per il 2008 ha previsto che, in base a quanto stabilito dall'art. 168-*bis* del Tuir, il Ministro dell'Economia e delle Finanze dovrà emanare un decreto che conterrà una lista di Paesi che consentono un adeguato scambio di informazioni con l'Italia; per un periodo di cinque anni a decorrere dalla data di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del decreto previsto dall'art. 168-*bis* del Tuir, si considerano ricompresi in detta lista anche gli Stati e territori attualmente non inclusi nelle liste di cui ai decreti ministeriali 4 maggio 1999, 21 novembre 2001, 23 gennaio 2002 e 4 settembre 1996;

- (ii) enti od organismi internazionali costituiti in base ad accordi internazionali resi esecutivi in Italia;
- (iii) investitori istituzionali esteri, ancorché privi di soggettività tributaria, costituiti in paesi che acconsentono ad un adeguato scambio di informazioni con l'Italia; o
- (iv) banche centrali ed organismi che gestiscono anche le riserve ufficiali dello Stato.

Al fine di beneficiare della suddetta esenzione, l'investitore non residente deve: (i) depositare, direttamente o indirettamente, le Obbligazioni presso una banca o una società di intermediazione mobiliare residente, ovvero presso una stabile organizzazione in Italia di una banca o società di intermediazione mobiliare non residente, che intrattenga rapporti diretti in via telematica con il Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) fornire al depositario, antecedentemente o contestualmente al deposito delle Obbligazioni, un'autocertificazione in cui l'investitore dichiara di essere l'effettivo beneficiario degli Interessi e di essere in possesso dei requisiti per poter beneficiare dell'esenzione di cui sopra. La predetta autocertificazione dovrà essere compilata in conformità allo schema previsto con D.M. 12 dicembre 2001 e produrrà effetti fino alla relativa revoca. L'autocertificazione non è richiesta qualora gli investitori siano enti od organismi internazionali costituiti in base ad accordi internazionali resi esecutivi in Italia, oppure banche centrali ed organismi che gestiscono anche le riserve ufficiali dello Stato; (iii) fornire, i suoi dati identificativi nonché il codice identificativo del titolo e gli elementi necessari a determinare gli interessi, premi ed altri frutti, non soggetti ad imposta sostitutiva.

Sugli Interessi corrisposti ad investitori residenti in paesi che non acconsentono ad un adeguato scambio di informazioni con l'Italia ovvero che non rispettino anche una sola delle altre condizioni sopra elencate, sarà applicata l'imposta sostitutiva nella misura del 12,5% ovvero nella misura inferiore prevista dalle convenzioni contro le doppie imposizione eventualmente applicabili. Il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, ha disposto l'aumento dell'aliquota dal 12,5% al 20% per gli interessi maturati a partire dal 1° gennaio 2012. Detto Decreto, attualmente in vigore, dovrà essere convertito in legge dal Parlamento entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore del 13 agosto 2011. Qualora il Decreto non sia convertito, il predetto aumento dell'aliquota non avrà efficacia.

Qualora le Obbligazioni siano rimborsate, in tutto o in parte, prima che siano trascorsi 18 mesi dalla data di emissione (o, al verificarsi di determinate condizioni, siano riacquistate prima che sia decorso detto termine – cfr. Ris. Agenzia delle Entrate 31 gennaio 2011, n. 11/E), sugli interessi e altri proventi maturati fino al momento dell'anticipato rimborso (o riacquisto) è dovuta dall'emittente una somma pari al 20%. Qualora il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, sia convertito, tale maggiorazione non sarà più applicabile sugli interessi assoggettati alla nuova aliquota del 20% maturati successivamente al 1° gennaio 2012.

Tassazione delle plusvalenze

Le plusvalenze derivanti dalla vendita o dal rimborso delle Obbligazioni concorrono a determinare il reddito imponibile (e, in talune circostanze, in relazione alla natura dell'investitore, anche il valore netto della produzione ai fini dell'IRAP), se realizzate da una società italiana o un ente commerciale (ivi incluse le stabili organizzazioni in Italia di soggetti non residenti alle quali le Obbligazioni siano connesse) o da soggetti imprenditori residenti in Italia che acquistino le Obbligazioni nell'esercizio di un'attività d'impresa.

Se un investitore residente è una persona fisica che detiene le Obbligazioni al di fuori dell'esercizio di un'attività d'impresa, le plusvalenze realizzate in occasione della vendita o rimborso delle Obbligazioni stesse sono soggette ad imposta sostitutiva del 12,5%. Il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, ha disposto l'aumento dell'aliquota dal 12,5% al 20% per le plusvalenze realizzate a partire dal 1° gennaio 2012. Detto Decreto, attualmente in vigore, dovrà essere convertito in legge dal Parlamento entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore del 13 agosto 2011. Qualora il Decreto non sia convertito, il predetto aumento dell'aliquota non avrà efficacia.

Secondo il "regime della dichiarazione", che rappresenta il regime ordinariamente applicabile per le persone fisiche residenti che non detengano le Obbligazioni nell'esercizio dell'attività d'impresa, l'imposta sostitutiva è dovuta, al netto delle relative minusvalenze, su tutte le plusvalenze realizzate dall'investitore a seguito della vendita o rimborso dei titoli effettuati nel periodo d'imposta. In tal caso gli investitori residenti devono indicare le plusvalenze realizzate in ciascun periodo d'imposta, al netto di eventuali minusvalenze, nella dichiarazione dei redditi e liquidare l'imposta sostitutiva unitamente all'imposta sui redditi. Eventuali minusvalenze, eccedenti l'ammontare delle plusvalenze realizzate nel periodo d'imposta, possono essere utilizzate per compensare le plusvalenze della medesima natura realizzate nei successivi quattro periodi d'imposta. Il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, ha disposto che le minusvalenze realizzate fino alla data del 31 dicembre 2011 sono deducibili dalle plusvalenze realizzate successivamente, per una quota pari al 62,5% del loro ammontare. Qualora il Decreto non sia convertito, tale limite non troverà applicazione.

Alternativamente al regime della dichiarazione, le persone fisiche residenti che detengano le Obbligazioni al di fuori dell'esercizio di un'attività d'impresa possono scegliere di pagare l'imposta sostitutiva separatamente su ciascuna plusvalenza realizzata in occasione della vendita o rimborso dei titoli (regime del "risparmio amministrato"). La tassazione sulla base del regime del "risparmio amministrato" sulle plusvalenze è consentita a condizione che i) le Obbligazioni siano depositate presso una banca italiana, una SIM o un intermediario finanziario autorizzato e ii) che l'investitore abbia optato per l'applicazione di tale regime.

Il depositario delle Obbligazioni è tenuto a considerare, ai fini dell'applicazione dell'imposta sostitutiva, ciascuna plusvalenza, differenziale positivo o provento percepito dall'investitore in occasione della vendita o del rimborso delle Obbligazioni, al netto di eventuali minusvalenze, ed è tenuto a corrispondere detta imposta sostitutiva alle autorità fiscali per conto dell'investitore, trattenendone il corrispondente ammontare dalle somme ad esso dovute, ovvero utilizzando i fondi messi a disposizione a tal fine dall'investitore stesso.

Ai sensi del regime del risparmio amministrato, qualora dalla cessione o rimborso delle Obbligazioni derivi una minusvalenza, tale minusvalenza potrà essere dedotta da eventuali plusvalenze realizzate successivamente, all'interno del medesimo rapporto di amministrazione,

nel medesimo periodo d'imposta o nei quattro successivi. Il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, ha disposto che le minusvalenze realizzate fino alla data del 31 dicembre 2011 sono deducibili dalle plusvalenze realizzate successivamente, per una quota pari al 62,5% del loro ammontare. Qualora il Decreto non sia convertito, tale limite non troverà applicazione. Ai sensi del regime del risparmio amministrato l'investitore non è tenuto ad indicare le plusvalenze nella propria dichiarazione dei redditi.

Le plusvalenze realizzate da un investitore persona fisica residente in Italia, il quale (i) detenga le Obbligazioni al di fuori di un'attività d'impresa, (ii) abbia conferito un mandato di gestione delle proprie attività finanziarie, ivi incluse le Obbligazioni, ad un Intermediario, e (iii) abbia altresì optato per il cosiddetto regime del "risparmio gestito", saranno incluse nel risultato di gestione maturato, anche se non realizzato, nel corso del periodo d'imposta. Detto risultato di gestione sarà soggetto ad un'imposta sostitutiva del 12,5%, che sarà corrisposta dall'Intermediario incaricato della gestione. Il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, ha disposto l'aumento dell'aliquota dal 12,5% al 20% per i risultati di gestione maturati a partire dal 1° gennaio 2012. Detto Decreto, attualmente in vigore, dovrà essere convertito in legge dal Parlamento entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore del 13 agosto 2011. Qualora il Decreto non sia convertito, il predetto aumento dell'aliquota non avrà efficacia. Ai sensi del regime del risparmio gestito, qualora il risultato di gestione maturato alla fine del periodo d'imposta sia negativo, il corrispondente importo potrà essere computato in diminuzione del risultato di gestione rilevato nei successivi periodi di imposta, fino al quarto. Il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, ha disposto che i risultati negativi di gestione rilevati alla data del 31 dicembre 2011 sono deducibili dai risultati di gestione maturati successivamente, per una quota pari al 62,5% del loro ammontare. Qualora il Decreto non sia convertito, tale limite non troverà applicazione. Ai sensi del regime del risparmio gestito, l'investitore non è tenuto a dichiarare le plusvalenze realizzate nella propria dichiarazione dei redditi.

Le plusvalenze realizzate da un investitore che sia un fondo di investimento italiano, aperto o chiuso, ovvero una SICAV, saranno incluse nel risultato di gestione maturato alla fine del periodo d'imposta e assoggettate ad un'imposta sostitutiva del 12,5% (si veda il Paragrafo "Redditi di capitale – Investitori residenti in Italia"). Con decorrenza 1 Luglio 2011, l'imposta sostitutiva del 12,5% applicabile al risultato di gestione del fondo o della SICAV è stata abrogata; una ritenuta del 12,5% sarà applicabile ai proventi distribuiti dal fondo o dalla SICAV o ricevuti da alcune categorie di investitori a seguito di riscatto e cessione delle quote. Il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, ha disposto l'aumento dell'aliquota dal 12,5% al 20% per i proventi divenuti esigibili a partire dal 1° gennaio 2012. Detto Decreto, attualmente in vigore, dovrà essere convertito in legge dal Parlamento entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore del 13 agosto 2011. Qualora il Decreto non sia convertito, il predetto aumento dell'aliquota non avrà efficacia.

Le plusvalenze realizzate da un investitore che sia un fondo pensione italiano saranno incluse nel risultato di gestione maturato dal fondo alla fine del periodo d'imposta e soggette ad un'imposta sostitutiva dell'11% (si veda il Paragrafo "Redditi di capitale – Investitori residenti in Italia").

In base a quanto stabilito dall'art. 41-*bis* del Decreto Legge 269 del 30 settembre 2003, i fondi d'investimento immobiliare costituiti dopo il 16 settembre 2001 e che hanno optato per questo regime prima del 25 novembre 2001 (conformi ai requisiti richiesti dal Decreto Legge n. 78 del 31 maggio 2010, convertito con la Legge n. 122 del 30 luglio 2010), non sono soggetti a

nessuna imposta sostitutiva in capo al fondo stesso. In ogni caso, i proventi derivanti dalla partecipazione ai fondi immobiliari sono ordinariamente assoggettati in capo ai percipienti ad una ritenuta del 20%.

Le plusvalenze realizzate da soggetti non residenti senza una stabile organizzazione in Italia a cui le Obbligazioni siano effettivamente connesse, derivanti dalla vendita o dal rimborso di Obbligazioni negoziate in un mercato regolamentato, non sono soggette ad alcuna imposizione in Italia.

Le plusvalenze realizzate da soggetti non residenti senza una stabile organizzazione in Italia a cui le Obbligazioni siano effettivamente connesse, derivanti dalla vendita o dal rimborso di Obbligazioni non negoziate in un mercato regolamentato, non sono soggette ad alcuna imposizione in Italia, a condizione che il beneficiario effettivo sia:

- (i) residente in uno Stato che acconsente allo scambio di informazioni con l'Italia (la lista dei paesi che consentono un adeguato scambio di informazioni con l'Italia è contenuta nel decreto Ministeriale del 4 settembre 1996 e successive integrazioni e modificazioni. La Legge Finanziaria per il 2008 ha previsto che, in base a quanto stabilito dall'art. 168-*bis* del Tuir, il Ministro dell'Economia e delle Finanze dovrà emanare un decreto che conterrà una lista di paesi che abbiamo con l'Italia un adeguato scambio di informazioni); per un periodo di cinque anni a decorrere dalla data di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del decreto previsto dall'art. 168-*bis* del Tuir, si considerano ricompresi in detta lista anche gli Stati e territori attualmente non inclusi nelle liste di cui ai decreti ministeriali 4 maggio 1999, 21 novembre 2001, 23 gennaio 2002 e 4 settembre 1996;
- (ii) un ente o un organismo internazionale costituito in base ad accordi internazionali resi esecutivi in Italia;
- (iii) un investitore istituzionale estero, ancorché privo di soggettività tributaria, costituito in paesi che acconsentano allo scambio di informazioni con l'Italia; o
- (iv) una banca centrale o un organismo che gestisca anche le riserve ufficiali dello Stato.

Qualora non si verifichi nessuna delle condizioni sopra descritte, le plusvalenze realizzate da investitori non residenti in Italia in occasione della vendita o del rimborso delle Obbligazioni non negoziate in un mercato regolamentato sono soggette ad un'imposta sostitutiva del 12,5%. Il decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, ha disposto l'aumento dell'aliquota dal 12,5% al 20% per le plusvalenze realizzate a partire dal 1° gennaio 2012. Detto Decreto, attualmente in vigore, dovrà essere convertito in legge dal Parlamento entro 60 giorni dalla data della sua entrata in vigore del 13 agosto 2011. Qualora il Decreto non sia convertito, il predetto aumento dell'aliquota non avrà efficacia.

In ogni caso, gli investitori non residenti e senza stabile organizzazione in Italia, ai quali sia applicabile una convenzione contro le doppie imposizioni con la Repubblica Italiana, che assoggetti a tassazione le plusvalenze realizzate dalla vendita o dal rimborso delle Obbligazioni soltanto nello Stato in cui è residente l'investitore, non subiranno alcun prelievo sulle plusvalenze realizzate.

Imposta sulle successioni e donazioni

Ai sensi del decreto legge n. 262 del 3 ottobre 2006, convertito nella legge n. 286 del 24 novembre 2006, il trasferimento a titolo gratuito, *inter vivos* o *mortis causa*, di qualsiasi attività (comprese le obbligazioni e ogni altro titolo di debito), è sottoposto a tassazione con le seguenti aliquote:

- (1) trasferimenti a favore del coniuge e dei parenti in linea retta, sul valore eccedente, per ciascun beneficiario, Euro 1.000.000,00: 4%;
- (2) trasferimenti a favore dei parenti fino al quarto grado e di affini in linea retta nonché di affini in linea collaterale fino al terzo grado: 6%; nell'ipotesi in cui la successione o la donazione abbiano come beneficiari fratelli e sorelle, l'imposta sul valore dei beni oggetto di donazione o successione sarà dovuta sull'importo che ecceda Euro 100.000;
- (3) trasferimenti a favore di altri soggetti: 8%.

Qualora il beneficiario sia portatore di handicap l'imposta si applica valore eccedente Euro 1.500.000,00.

Imposta di registro

Gli atti aventi ad oggetto la negoziazione di Obbligazioni sono soggetti all'imposta di registro come segue: (i) in misura fissa pari a Euro 168 per gli atti pubblici e le scritture private autenticate; (ii) in misura fissa pari a Euro 168 in "caso d'uso", "enunciazione" o a seguito di registrazione volontaria per le scritture private non autenticate.

Direttiva per l'imposizione dei redditi da risparmio

Ai sensi della direttiva del Consiglio 2003/48/CE, ciascuno Stato membro dell'Unione Europea, a decorrere dal 1° luglio 2005, deve fornire alle autorità fiscali degli altri Stati membri, informazioni relative al pagamento di interessi (o proventi assimilabili) da parte di soggetti stabiliti all'interno del proprio territorio, a persone fisiche residenti negli altri Stati membri, ad eccezione del Lussemburgo e dell'Austria. Tali ultimi Stati adotteranno, per un periodo transitorio (a meno che, nel corso di questo periodo, gli stessi Stati menzionati non decidano diversamente), un sistema che prevede l'applicazione di una ritenuta ad aliquote che varieranno nel tempo fino al 35%. La durata di questo periodo transitorio dipende dalla conclusione di taluni accordi relativi allo scambio di informazioni con alcuni altri Paesi. Alcuni Paesi non aderenti all'Unione Europea, inclusa la Svizzera, hanno concordato di adottare regimi analoghi a quelli descritti (un sistema basato sulle ritenute per quanto concerne la Svizzera) a decorrere dalla data di applicazione della suddetta direttiva.

Attuazione in Italia della Direttiva in materia di tassazione dei redditi da risparmio sotto forma di pagamenti di interessi

L'Italia ha attuato la direttiva Europea in materia di tassazione dei redditi da risparmio sotto forma di pagamenti di interessi, con il Decreto Legislativo n. 84 del 2005, ai sensi del quale, a condizione che siano rispettate una serie di importanti condizioni, nel caso di interessi pagati dal 1° luglio 2005 a persone fisiche che siano beneficiari effettivi degli interessi e siano residenti ai fini fiscali in un altro Stato membro, gli agenti pagatori italiani qualificati non dovranno applicare alcuna ritenuta e dovranno comunicare all'Agenzia delle Entrate le informazioni

relative agli interessi pagati e i dati personali relativi ai beneficiari effettivi del pagamento effettuato. Queste informazioni sono trasmesse dall'Agenzia delle Entrate alla competente autorità fiscale del Paese estero di residenza del beneficiario effettivo del pagamento stesso.

4.2 INFORMAZIONI RELATIVE ALLE OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO VARIABILE

4.2.1 Ammontare delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile offerte

L'ammontare delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà compreso tra un minimo di 150.000 e un massimo di 1.000.000 di Obbligazioni, aventi ciascuna valore nominale di Euro 1.000. Il valore nominale complessivo massimo delle Obbligazioni, inclusivo del valore nominale complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, è pari a Euro 1.000.000.000, fermo restando che:

- (i) nel corso del Periodo di Offerta, in caso di eccesso di domanda, l'Emittente si riserva la facoltà di aumentare – sentiti i Responsabili del Collocamento – il valore nominale complessivo massimo delle Obbligazioni, inclusivo del valore nominale complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, fino ad un importo complessivo massimo pari ad Euro 2.000.000.000. In tale ipotesi, saranno emesse Obbligazioni sino ad un numero massimo pari a 2.000.000 e con valore nominale di Euro 1.000 ciascuna. Tale decisione sarà tempestivamente comunicata al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana;
- (ii) in caso di ritiro dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, non si darà corso all'emissione del Prestito a Tasso Variabile.

L'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà comunicato al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

Il codice ISIN (*International Security Identification Number*) rilasciato da Banca d'Italia per le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è IT0004760648.

4.2.2 Descrizione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile saranno emesse ed offerte in sottoscrizione ad un prezzo pari al 100% del loro valore nominale, ovvero al prezzo di Euro 1.000 per ciascuna obbligazione con valore nominale di Euro 1.000, senza aggravio di commissioni o spese a carico del richiedente.

Il Prestito a Tasso Variabile avrà durata di 6 (sei) anni (ovvero 72 mesi), con decorrenza dalla Data di Godimento sino al corrispondente giorno del settantaduesimo mese dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (la “**Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile**”). La Data di Godimento e la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile saranno

successivamente determinate e comunicate al pubblico mediante apposito avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell’offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

Il Prestito a Tasso Variabile sarà emesso ed avrà godimento entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla data di chiusura dell’offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile. Tale data, che coincide con la data di pagamento delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, sarà resa nota entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell’offerta medesima, mediante avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

4.2.3 Legislazione in base alla quale le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono state emesse

Il Prestito a Tasso Variabile è regolato dalla legge italiana.

Per qualsiasi controversia relativa al Prestito a Tasso Variabile ovvero al Regolamento del Prestito a Tasso Variabile che dovesse insorgere tra l’Emittente e gli obbligazionisti sarà competente, in via esclusiva, il Foro di Roma ovvero, qualora l’obbligazionista rivesta la qualifica di consumatore ai sensi e per gli effetti dell’articolo 3 del Decreto Legislativo 6 settembre 2005 n. 206 e sue successive modifiche e integrazioni, il foro di residenza o domicilio elettivo di quest’ultimo.

4.2.4 Caratteristiche delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile costituiscono titoli al portatore e sono immesse nel sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli, in regime di dematerializzazione, ai sensi del Testo Unico della Finanza e del Regolamento recante la disciplina dei servizi di gestione accentrata, di liquidazione, dei sistemi di garanzia e delle relative società di gestione adottato con provvedimento congiunto di Banca d’Italia e Consob in data 22 febbraio 2008.

Pertanto, in conformità a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, ogni operazione avente ad oggetto le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile (ivi inclusi, a titolo esemplificativo, i trasferimenti e la costituzione di vincoli), nonché l’esercizio dei relativi diritti patrimoniali, potranno essere effettuati esclusivamente per il tramite di Intermediari Autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli. Gli obbligazionisti, inoltre, non potranno richiedere ed ottenere la consegna materiale dei titoli rappresentativi delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile. È fatto salvo il diritto di chiedere il rilascio della certificazione di cui all’articolo 83-*quinquies* del Testo Unico della Finanza.

4.2.5 Valuta di emissione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile

Il Prestito a Tasso Variabile è emesso e denominato in Euro.

4.2.6 *Ranking* delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile non sono subordinate agli altri debiti chirografari presenti e futuri dell’Emittente.

4.2.7 Diritti connessi alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e relative limitazioni

Gli obbligazionisti hanno diritto al pagamento delle cedole (il cui ammontare sarà determinato secondo quanto previsto nella Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.2.8) e, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile, al rimborso alla pari del capitale.

I diritti degli obbligazionisti si prescrivono, per quanto concerne gli interessi, decorsi 5 (cinque) anni dalla data in cui questi sono divenuti esigibili e, per quanto concerne il capitale, decorsi 10 (dieci) anni dalla data in cui le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono divenute rimborsabili.

4.2.8 Tasso di interesse nominale e disposizioni relative agli interessi da pagare

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono fruttifere di interessi a tasso variabile dalla Data di Godimento (inclusa) sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile (esclusa). Il tasso variabile sarà indicizzato all'*Euro Interbank Offered Rate* (con divisore 360) ("**EURIBOR**") a 6 mesi maggiorato di un margine (il "**Margine**"), il quale sarà determinato a conclusione dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e comunicato al pubblico con apposito avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana. Il Margine sarà compreso nell'ambito di un intervallo che sarà non inferiore a 180 e non superiore a 280 punti base (*basis points*).

Il Margine sarà determinato in base ai prezzi di mercato delle obbligazioni di durata sostanzialmente simile emesse da Eni e all'andamento delle domande di adesione al Prestito a Tasso Variabile.

Le cedole saranno calcolate al tasso annuo lordo (arrotondato al terzo decimale con 0,0005 arrotondato al terzo decimale superiore) pari al tasso EURIBOR a 6 mesi, per il relativo periodo di interesse, maggiorato del Margine e saranno pari all'importo risultante dall'applicazione del tasso annuo lordo così determinato al valore nominale di ciascuna Obbligazione, moltiplicato per il numero di giorni effettivi del periodo di interesse, il tutto diviso per 360 con arrotondamento al centesimo di Euro (0,005 Euro arrotondati al centesimo di Euro superiore). Per ciascuna cedola e relativo periodo di interesse, la quotazione dell'EURIBOR a 6 mesi sarà rilevata dall'Agente di Calcolo il secondo Giorno Lavorativo antecedente il primo giorno di godimento della relativa cedola sulla base della pubblicazione effettuata sulla pagina del circuito Reuters EURIBOR01, alle ore 11.00 a.m. Bruxelles, ovvero da altra fonte di equipollente ufficialità qualora quest'ultima risulti indisponibile (attualmente pagina ASSIOMFOREX09). Qualora alla data di determinazione del tasso EURIBOR a 6 mesi non fosse possibile per qualsivoglia motivo procedere alla stessa, l'Agente di Calcolo procederà a calcolare l'EURIBOR a 6 mesi, per la relativa data valuta, quale media aritmetica delle quotazioni lettera dei depositi interbancari in Euro a 6 mesi fornite da almeno cinque istituzioni bancarie europee (dopo aver eliminato la quotazione più alta e quella più bassa), scelte dall'Agente di Calcolo secondo il proprio prudente apprezzamento. UniCredit opererà quale Agente di Calcolo ai fini della determinazione delle cedole (inclusa la prima), salvo che l'Emittente conferisca tale incarico ad un diverso soggetto dandone informativa agli obbligazionisti, mediante pubblicazione di un apposito avviso sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale, nonché comunicazione scritta al rappresentante comune degli obbligazionisti – ove esistente – entro 15 (quindici) Giorni

Lavorativi antecedenti la successiva data di pagamento degli interessi. Resta inteso che l'importo di ciascuna cedola dovrà essere altresì comunicato, per tutta la durata del Prestito a Tasso Variabile, a Borsa Italiana con un anticipo di almeno 2 (due) giorni di mercato aperto rispetto al primo giorno di godimento della relativa cedola.

Il pagamento degli interessi sarà effettuato in via posticipata alla scadenza di ogni semestre a partire dal primo semestre successivo alla Data di Godimento e sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile (inclusa).

Per ogni periodo di interesse, gli interessi saranno calcolati sulla base del numero dei giorni effettivi del relativo periodo di interessi diviso per 360 (c.d. Actual/360 Adjusted, così come inteso nella prassi di mercato). Ai fini del calcolo dei giorni effettivi, per "periodo di interesse" si intende il periodo compreso tra una data di pagamento interessi (inclusa) e la successiva data di pagamento interessi (esclusa), ovvero, limitatamente al primo periodo di interesse, il periodo compreso tra la Data di Godimento (inclusa) e la prima data di pagamento interessi (esclusa).

Qualora una qualsiasi data di pagamento degli interessi non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo a meno che la stessa cada nel mese solare successivo, nel qual caso la data di pagamento interessi sarà anticipata al Giorno Lavorativo immediatamente precedente, e si terrà conto di tale spostamento nella determinazione dei giorni effettivi del periodo di interessi come da presente Paragrafo, fermo restando che tale spostamento non avrà effetto sulle successive date di pagamento interessi (*Modified Following Business Day Convention – adjusted*).

Il pagamento degli interessi avrà luogo esclusivamente per il tramite degli Intermediari Autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli.

4.2.9 Data di Scadenza e procedure di rimborso

Il rimborso delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile avverrà alla pari, alla Data di Scadenza del Prestito a tasso Variabile, in un'unica soluzione e senza alcuna deduzione di spesa, ma fermo restando quanto previsto al Paragrafo 4.1.14. Qualora la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, a meno che essa cada nel mese solare successivo, nel qual caso la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile sarà anticipata al Giorno Lavorativo immediatamente precedente, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo (in linea capitale) ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e fermo restando che di tale spostamento si terrà conto nella determinazione dei giorni effettivi dell'ultimo periodo di interessi.

L'Emittente non ha facoltà di rimborsare anticipatamente il Prestito a Tasso Variabile, né gli obbligazionisti hanno titolo per richiedere ed ottenere il rimborso anticipato del Prestito a Tasso Variabile.

Il rimborso del capitale avverrà esclusivamente per il tramite degli Intermediari Autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli.

4.2.10 Tasso di rendimento effettivo

Il tasso di rendimento annuo lordo effettivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà variabile in dipendenza dell'andamento dell'EURIBOR a 6 mesi.

Per maggiori informazioni si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo 4, Paragrafo 4.3 (B).

4.2.11 Assemblea degli obbligazionisti e rappresentante comune

Per la tutela degli interessi comuni dei titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile si applicano le disposizioni di cui agli articoli 2415 e seguenti del Codice Civile.

Ai sensi dell'articolo 2415, comma 1, del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti delibera:

- (a) sulla nomina e sulla revoca del rappresentante comune;
- (b) sulle modifiche delle condizioni del prestito;
- (c) sulla proposta di concordato;
- (d) sulla costituzione di un fondo per le spese necessarie alla tutela dei comuni interessi e sul rendiconto relativo;
- (e) sugli altri oggetti di interesse comune degli obbligazionisti.

Secondo l'articolo 2415, comma 2, del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti è convocata dagli amministratori dell'Emittente o dal rappresentante comune degli obbligazionisti, quando lo ritengono necessario oppure quando ne sia fatta richiesta da tanti obbligazionisti che rappresentino il ventesimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile emesse e non estinte.

In conformità all'articolo 2415, comma 3, del Codice Civile si applicano all'assemblea degli obbligazionisti le regole previste dal Codice Civile per l'assemblea straordinaria dei soci delle società per azioni. Le relative deliberazioni sono iscritte, a cura del notaio che ha redatto il verbale, nel registro delle imprese. Per la validità delle deliberazioni aventi ad oggetto le modifiche delle condizioni del Prestito a Tasso Variabile, è necessario il voto favorevole degli obbligazionisti che rappresentino la metà delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile emesse e non estinte.

L'Emittente, per le obbligazioni da essa eventualmente possedute, non può partecipare alle deliberazioni dell'assemblea degli obbligazionisti. All'assemblea degli obbligazionisti possono assistere gli amministratori ed i sindaci.

Ai sensi dell'articolo 2416 del Codice Civile, le deliberazioni prese dall'assemblea degli obbligazionisti sono impugnabili a norma degli articoli 2377 e 2379 del Codice Civile. L'impugnazione è proposta innanzi al Tribunale di Roma, in contraddittorio con il rappresentante comune.

Secondo il disposto dell'articolo 2417 del Codice Civile, il rappresentante comune può essere scelto anche al di fuori degli obbligazionisti e possono essere nominate anche le persone giuridiche autorizzate all'esercizio dei servizi di investimento nonché le società fiduciarie. Il rappresentante comune, se non è nominato nell'assemblea degli obbligazionisti a norma dell'articolo 2415 del Codice Civile, è nominato con decreto dal tribunale su domanda di uno o più obbligazionisti o degli amministratori dell'Emittente. Il rappresentante comune resta in carica per un periodo non superiore a tre esercizi e può essere rieletto. L'assemblea degli

obbligazionisti ne fissa il compenso. Entro 30 (trenta) giorni dalla notizia della sua nomina, il rappresentante comune deve richiederne l'iscrizione nel registro delle imprese.

L'articolo 2418 del Codice Civile prevede che il rappresentante comune debba provvedere all'esecuzione delle delibere dell'assemblea degli obbligazionisti e tutelare gli interessi comuni di questi nei rapporti con l'Emittente. Il rappresentante comune ha il diritto di assistere alle assemblee dei soci dell'Emittente. Per la tutela degli interessi comuni, il rappresentante comune ha la rappresentanza processuale degli obbligazionisti anche in caso di concordato preventivo, fallimento o amministrazione straordinaria dell'Emittente. In ogni caso, come previsto dall'articolo 2419 del Codice Civile, non sono precluse azioni individuali degli obbligazionisti, purché non siano incompatibili con le deliberazioni dell'assemblea degli obbligazionisti previste dall'articolo 2415 del Codice Civile.

4.2.12 Delibere ed autorizzazioni relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile

L'emissione del Prestito a Tasso Variabile è stata deliberata dal consiglio di amministrazione dell'Emittente in data 27 aprile 2011. In particolare, la Società ha deciso di (i) procedere all'emissione di uno o più prestiti obbligazionari, a tasso fisso e/o a tasso variabile, non convertibili e non subordinati, da offrire in sottoscrizione in una o più tranches al pubblico indistinto in Italia e da ammettere a quotazione presso uno o più mercati regolamentati, ivi incluso il MOT, per un importo massimo complessivo non superiore ad Euro 2.000.000.000 e (ii) di conferire all'Amministratore Delegato, al *Chief Financial Officer* e all'*Executive Vice President* Finanza, disgiuntamente tra loro, anche a mezzo di procuratori speciali, il potere di porre in essere, finalizzare, negoziare, sottoscrivere, modificare (in tutto o in parte), e ratificare, nei limiti delle caratteristiche dei prestiti obbligazionari individuate, ogni atto, documento, comunicazione o accordo necessario o opportuno alla finalizzazione (ivi incluso il potere di stabilire ogni termine e condizione delle emittende obbligazioni e dell'offerta delle stesse), all'emissione e al collocamento dei prestiti obbligazionari.

Borsa Italiana, con provvedimento n. 7036 del 31 agosto 2011, ha disposto l'ammissione a quotazione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sul MOT.

4.2.13 Restrizioni alla libera trasferibilità delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile

Non esistono restrizioni alla libera trasferibilità delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile derivanti dalle condizioni di emissione del prestito stesso, fatta salva l'applicazione delle vigenti disposizioni in materia.

4.2.14 Regime fiscale

Sono a carico dell'obbligazionista le imposte e tasse presenti e future che si rendono dovute per legge sulle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e/o i relativi interessi, premi ed altri frutti. Di conseguenza, ogni pagamento effettuato dall'Emittente in relazione alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà al netto delle ritenute applicabili ai sensi della legislazione di volta in volta vigente. In particolare, si considerano a carico dell'obbligazionista tutte le imposte applicabili sugli interessi, premi ed altri frutti dall'Emittente o da altri soggetti che intervengano nella corresponsione di detti interessi, premi ed altri frutti, quale, a mero titolo di esempio, l'imposta sostitutiva di cui al D.Lgs. 1 aprile 1996, n. 239.

Le informazioni fornite nel presente Prospetto riassumono il regime proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione di Obbligazioni per certe categorie di investitori, ai sensi della

legislazione tributaria italiana e della prassi vigenti alla data di pubblicazione del Prospetto, fermo restando che le stesse potranno essere soggette a cambiamenti e modifiche che potrebbero avere effetti retroattivi.

Quanto indicato nel presente Prospetto non intende essere un'analisi esauriente di tutte le conseguenze fiscali dell'acquisto, della detenzione e della cessione di Obbligazioni. Gli investitori sono tenuti a consultare i loro consulenti in merito al regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione di strumenti finanziari.

Per una descrizione dettagliata del regime fiscale applicabile alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile si rinvia alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.14, con l'avvertenza che il riferimento ivi presente alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso andrà letto come riferito alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile.

5. CONDIZIONI DELL'OFFERTA

5.1 STATISTICHE RELATIVE ALL'OFFERTA, CALENDARIO PREVISTO E MODALITÀ DI SOTTOSCRIZIONE DELL'OFFERTA

5.1.1 Condizioni cui l'Offerta è subordinata

L'Offerta non è subordinata ad alcuna condizione.

5.1.2 Ammontare totale dell'Offerta

L'operazione consiste in un'offerta pubblica finalizzata alla quotazione sul MOT di massime n. 1.000.000 di Obbligazioni, del valore nominale di Euro 1.000 ciascuna, destinata al pubblico indistinto in Italia e volta ad ottenere adesioni per un quantitativo minimo di Obbligazioni pari ad almeno il Lotto Minimo (come di seguito definito).

Le Obbligazioni sono offerte al pubblico mediante emissione del Prestito a Tasso Fisso e del Prestito a Tasso Variabile, secondo la seguente ripartizione:

- l'ammontare minimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso è costituito da minime 150.000 Obbligazioni da nominali Euro 1.000 ciascuna (il "**Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Fisso**"); e
- l'ammontare minimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è costituito da minime 150.000 Obbligazioni da nominali Euro 1.000 ciascuna (il "**Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Variabile**").

Nel corso del Periodo di Offerta (come di seguito definito), in caso di eccesso di domanda, l'Emittente si riserva la facoltà di aumentare – sentiti i Responsabili del Collocamento – il valore nominale complessivo massimo dell'Offerta fino ad un importo complessivo massimo pari ad Euro 2.000.000.000. In tale ipotesi, saranno emesse Obbligazioni sino ad un numero massimo pari a 2.000.000 e con valore nominale di Euro 1.000 ciascuna. Tale decisione sarà comunicata al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

L'offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e/o delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà ritirata, qualora le domande di adesione al Prestito a Tasso Fisso e/o al Prestito a Tasso Variabile siano inferiori, rispettivamente, al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Fisso e/o al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Variabile.

L'Emittente – d'intesa con i Responsabili del Collocamento – si riserva la facoltà di non collocare integralmente le Obbligazioni oggetto della presente Offerta, procedendo alla riduzione del numero totale delle Obbligazioni ma mantenendo invariato il Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Fisso e il Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Variabile, dandone immediata comunicazione al pubblico nello stesso avviso con cui saranno pubblicati i risultati dell'Offerta.

5.1.3 Periodo di validità dell'Offerta

L'Offerta delle Obbligazioni avrà inizio alle ore 9:00 del 14 settembre 2011 e avrà termine alle ore 13:30 del 4 ottobre 2011 (il “**Periodo di Offerta**”).

I Collocatori che raccolgono le domande di adesione fuori sede provvederanno alla raccolta di tali adesioni esclusivamente dalle ore 9:00 del 14 settembre 2011 alle ore 17:00 del 27 settembre 2011.

I Collocatori che operano *online* provvederanno alla raccolta delle adesioni pervenute per via telematica esclusivamente dalle ore 9:00 del 14 settembre 2011 alle ore 17:00 del 20 settembre 2011.

I Responsabili del Collocamento – d'intesa con l'Emittente – si riservano la facoltà di disporre la chiusura anticipata dell'Offerta qualora, prima della chiusura del Periodo di Offerta, l'ammontare massimo delle Obbligazioni sia interamente collocato presso il pubblico indistinto. La chiusura anticipata dell'Offerta sarà tempestivamente comunicata a Consob, a Borsa Italiana e al pubblico mediante avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana. La chiusura anticipata avrà efficacia a partire dal giorno successivo a quello di pubblicazione di tale avviso e riguarderà anche le adesioni effettuate fuori sede oppure mediante tecniche di comunicazione a distanza (ovvero *online*). In ogni caso, il Periodo di Offerta dovrà avere una durata almeno pari a 5 (cinque) Giorni Lavorativi.

In caso di chiusura anticipata dell'Offerta, l'Offerta delle Obbligazioni avrà termine alle ore 13:30 della relativa data di chiusura anticipata sia per le adesioni in sede che per le adesioni fuori sede e, ove la data di chiusura anticipata dell'Offerta dovesse cadere il 20 settembre 2011, l'Offerta delle Obbligazioni avrà termine alle ore 17:00, sia per le adesioni in sede che per le adesioni fuori sede e per le adesioni *online*.

La Società, sentiti i Responsabili del Collocamento – il cui parere verrà reso secondo i principi di correttezza e buona fede ai sensi del Codice Civile – potrà decidere di non dare inizio all'Offerta e la stessa dovrà ritenersi annullata qualora tra la data di pubblicazione del presente Prospetto e il giorno antecedente l'inizio dell'Offerta dovessero verificarsi circostanze straordinarie, così come previste nella prassi internazionale, quali, tra l'altro, gravi mutamenti negativi riguardanti la situazione politica, finanziaria, economica, valutaria, normativa o di mercato, a livello nazionale o internazionale, ovvero gravi mutamenti negativi che riguardino o incidano sulla situazione finanziaria, patrimoniale e/o reddituale o sulle attività dell'Emittente e/o del Gruppo, tali da rendere pregiudizievole lo svolgimento dell'Offerta. Tale decisione verrà comunicata tempestivamente a Consob e successivamente al pubblico mediante avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

Qualora non si dovesse addivenire alla stipula del contratto di collocamento relativo all'Offerta di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.4, l'Offerta non verrà avviata e la stessa dovrà intendersi annullata. Tale decisione sarà comunicata tempestivamente a Consob e al pubblico mediante avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale, entro la data di inizio dell'Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

La Società, sentiti i Responsabili del Collocamento – il cui parere verrà reso secondo i principi di correttezza e buona fede ai sensi del Codice Civile – potrà decidere di ritirare l’Offerta e la stessa dovrà ritenersi annullata qualora, tra la data di inizio dell’Offerta e la Data di Pagamento, dovessero verificarsi circostanze straordinarie, così come previste nella prassi internazionale, quali, tra l’altro, gravi mutamenti negativi riguardanti la situazione politica, finanziaria, economica, valutaria, normativa o di mercato, a livello nazionale o internazionale, ovvero gravi mutamenti negativi che riguardino o incidano sulla situazione finanziaria, patrimoniale e/o reddituale o sulle attività dell’Emittente e/o del Gruppo, tali da rendere pregiudizievole lo svolgimento dell’Offerta. Tale decisione verrà comunicata tempestivamente a Consob e successivamente al pubblico mediante avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

Inoltre, l’Offerta sarà ritirata in tutto o in parte, sulla base di quanto previsto alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.2, previa comunicazione a Consob e successivamente al pubblico, con avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro la Data di Pagamento (come di seguito definita), nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana. L’Offerta sarà comunque ritirata qualora Borsa Italiana non stabilisca la data di inizio delle negoziazioni ovvero revochi il provvedimento di ammissione a quotazione delle Obbligazioni, ai sensi dell’articolo 2.4.3, comma 7, del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana e sue successive modifiche e integrazioni, entro la Data di Pagamento delle Obbligazioni, previa comunicazione a Consob e successivamente al pubblico mediante avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale.

L’Offerta sarà inoltre ritirata nel caso in cui i Responsabili del Collocamento esercitino congiuntamente il diritto di recesso di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.4, previa comunicazione a Consob e successivamente al pubblico mediante avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale.

5.1.4 Modalità di adesione e quantitativi minimi e massimi

Per ciascun prestito obbligazionario, le domande di adesione all’Offerta devono essere presentate per quantitativi minimi pari a n. 2 (due) Obbligazioni, per un valore nominale complessivo di Euro 2.000 (il “**Lotto Minimo**”), con possibili incrementi pari ad almeno 1 Obbligazione, per un valore nominale pari a Euro 1.000 ciascuna, fatti salvi i criteri di riparto di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.2.2.

Le domande di adesione all’Offerta dovranno essere effettuate mediante sottoscrizione dell’apposita scheda di adesione debitamente compilata e sottoscritta dal richiedente o da un suo mandatario speciale e presentata presso i Collocatori. Le schede di adesione – distinte per il Prestito a Tasso Fisso e per il Prestito a Tasso Variabile – sono disponibili presso tutti i Collocatori.

All’aderente che non intrattenga alcun rapporto di clientela con il Collocatore presso cui viene presentata la domanda di adesione potrebbe essere richiesta l’apertura di un conto corrente, ovvero il versamento di un deposito temporaneo infruttifero, di importo pari al controvalore delle Obbligazioni richieste calcolato sulla base del prezzo di offerta delle Obbligazioni del

Prestito a Tasso Variabile e il prezzo massimo di offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso. In caso di mancata o parziale assegnazione delle Obbligazioni, la totalità delle somme versate in deposito temporaneo, ovvero l'eventuale differenza rispetto al controvalore delle Obbligazioni assegnate, verrà corrisposta al richiedente senza alcun onere a suo carico entro la Data di Pagamento di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.6.

Le domande di adesione sono irrevocabili, fermo restando quanto evidenziato nella Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.5.

Non saranno ricevibili né considerate valide le domande di adesione pervenute ai Collocatori prima dell'inizio del Periodo di Offerta, ovvero prima delle ore 9:00 del 14 settembre 2011 e dopo il termine del Periodo di Offerta, ovvero dopo le ore 13:30 del 4 ottobre 2011, salvo l'eventuale chiusura anticipata disposta dai Responsabili del Collocamento – d'intesa con l'Emittente – di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.3.

Inoltre, non saranno ricevibili né considerate valide le domande di adesione raccolte fuori sede e per via telematica (*online*) (di cui si veda quanto specificato nel seguito) pervenute ai Collocatori, rispettivamente, dopo le ore 17:00 del 27 settembre 2011 e del 20 settembre 2011, salvo l'eventuale chiusura anticipata disposta dai Responsabili del Collocamento – d'intesa con l'Emittente – di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.3.

Le domande di adesione all'Offerta devono essere presentate presso i Collocatori per quantitativi pari, per ciascun prestito obbligazionario, al Lotto Minimo, o suoi successivi incrementi di almeno 1 Obbligazione, mediante sottoscrizione della relativa scheda di adesione, debitamente compilata e sottoscritta dal richiedente o da un suo mandatario speciale. Sono ammesse sottoscrizioni multiple da parte degli aderenti all'Offerta.

I clienti dei Collocatori che operano *online* potranno aderire all'Offerta per via telematica, mediante l'utilizzo di strumenti elettronici via *internet*, in sostituzione del tradizionale metodo cartaceo, secondo le modalità previste dal Regolamento adottato con delibera CONSOB n. 16190 del 29 ottobre 2007.

Tale adesione potrà avvenire mediante accesso, attraverso l'utilizzo di una *password* individuale, a un'area riservata ai collocamenti, situata all'interno dell'area riservata ai clienti dei Collocatori che operano *online*, ove, sempre con modalità telematiche e previo utilizzo della *password* individuale, gli aderenti potranno fornire tutti i dati personali e finanziari richiesti per l'adesione in forma cartacea senza alcuna differenziazione. Una volta confermato l'inserimento di tali dati, il riepilogo degli stessi sarà visualizzato sullo schermo del cliente, il quale sarà tenuto a confermare nuovamente la loro correttezza. Solo al momento di questa seconda conferma tali dati assumeranno valore di domanda di adesione.

Si precisa, peraltro, che tale modalità di adesione non modifica né altera in alcun modo il rapporto tra i Collocatori che operano *online* e Banca IMI e UniCredit, quali Responsabili del Collocamento, rispetto ai rapporti tra Banca IMI e UniCredit e gli altri Collocatori. I Collocatori che operano *online* garantiranno a Banca IMI e UniCredit l'adeguatezza delle loro procedure informatiche ai fini dell'adesione telematica dei propri clienti. Inoltre, i medesimi Collocatori si impegneranno a effettuare le comunicazioni previste dalle disposizioni applicabili agli intermediari che operano *online*.

I Collocatori che operano *online* rendono disponibile, per la consultazione e la stampa, il presente Prospetto presso il proprio sito *internet*.

Le domande di adesione all'Offerta potranno pervenire anche tramite soggetti autorizzati all'attività di gestione individuale di portafogli di investimento per conto terzi, ai sensi del Testo Unico della Finanza e relative disposizioni di attuazione, purché gli stessi sottoscrivano l'apposita scheda di adesione in nome e per conto dell'aderente, nonché tramite soggetti autorizzati, ai sensi del Testo Unico della Finanza e relative disposizioni di attuazione, all'attività di ricezione e trasmissione ordini, nel rispetto delle condizioni indicate nel Regolamento Intermediari.

Le società fiduciarie autorizzate alla gestione patrimoniale di portafogli d'investimento mediante intestazione fiduciaria, di cui all'articolo 60, comma 4, del Decreto Legislativo 23 luglio 1996 n. 415, potranno aderire all'Offerta esclusivamente per conto dei loro clienti, indicando sulla scheda di adesione il solo codice fiscale del cliente.

I Collocatori che, nell'ambito delle rispettive competenze, intendano effettuare offerte delle Obbligazioni fuori sede – ai sensi dell'articolo 30 del Testo Unico della Finanza – provvederanno al collocamento delle Obbligazioni mediante raccolta delle domande di adesione, avvalendosi di promotori finanziari di cui all'articolo 31 del Testo Unico della Finanza.

Ai sensi dell'articolo 30, comma 6, del Testo Unico della Finanza, l'efficacia dei contratti conclusi fuori sede per il tramite di promotori finanziari è sospesa per la durata di 7 (sette) giorni decorrenti dalla data di sottoscrizione degli stessi da parte dell'investitore.

Ai sensi dell'articolo 67-*duodecies*, comma 4, del Decreto Legislativo 6 settembre 2005, n. 206 (“**Codice del Consumo**”), l'efficacia dei contratti conclusi mediante tecniche di comunicazione a distanza (ovvero *online*) è sospesa per la durata di 14 (quattordici) giorni dalla data di sottoscrizione degli stessi da parte dell'investitore.

5.1.5 Revoca dell'adesione

Fatto salvo quanto previsto dall'articolo 30, comma 6, del Testo Unico della Finanza in tema di efficacia dei contratti conclusi fuori sede nonché dall'art. 67-*duodecies*, comma 1, del Codice del Consumo e dall'articolo 95-*bis*, comma 2 del Testo Unico della Finanza in tema di revoca in caso di pubblicazione di un supplemento al Prospetto, le adesioni non sono revocabili.

5.1.6 Modalità e termini di pagamento e assegnazione delle Obbligazioni

Il pagamento del prezzo di offerta delle Obbligazioni assegnate dovrà essere effettuato alla data di pagamento presso il Collocatore che ha ricevuto l'adesione, senza aggravio di commissioni o spese a carico del richiedente. Tale data di pagamento coincide con la Data di Emissione e la Data di Godimento e cadrà entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'Offerta (la “**Data di Pagamento**”). La Data di Pagamento sarà determinata e resa nota mediante avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

Contestualmente, le Obbligazioni assegnate nell'ambito dell'Offerta saranno messe a disposizione degli aventi diritto in forma dematerializzata, ovvero mediante contabilizzazione sui conti di deposito intrattenuti dai Collocatori presso Monte Titoli.

5.1.7 Indicazione della data e delle modalità con cui i risultati dell'Offerta verranno resi pubblici

I risultati dell'Offerta saranno resi noti da Banca IMI e UniCredit, con la collaborazione dell'Emittente, ai sensi dei regolamenti vigenti, mediante avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta. Copia di tale avviso sarà contestualmente trasmessa a Consob e a Borsa Italiana.

5.2 PIANO DI RIPARTIZIONE E DI ASSEGNAZIONE

5.2.1 Destinatari dell'Offerta

L'Offerta è integralmente ed esclusivamente destinata al pubblico indistinto in Italia.

Non possono aderire all'Offerta gli Investitori Qualificati di cui all'articolo 34-ter, comma 1, lett (b), del Regolamento Emittenti (fatta eccezione (i) per le persone fisiche di cui al numero 5 della predetta definizione, (ii) per le società di gestione autorizzate alla prestazione del servizio di gestione su base individuale di portafogli di investimento per conto terzi, (iii) per gli intermediari autorizzati abilitati alla gestione dei portafogli individuali per conto terzi e (iv) per le società fiduciarie che prestano servizi di gestione di portafogli di investimento, anche mediante intestazione fiduciaria, di cui all'articolo 60, comma 4, del Decreto Legislativo 23 luglio 1996 n. 415, che potranno aderire all'Offerta nei limiti di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.4) e gli investitori istituzionali all'estero.

Il presente Prospetto non costituisce offerta di strumenti finanziari negli Stati Uniti d'America, in Canada, in Giappone, in Australia o in qualunque altro paese nel quale l'Offerta delle Obbligazioni non sia consentita in assenza di autorizzazione da parte delle autorità competenti, né costituisce offerta di strumenti finanziari in qualunque altro stato membro dell'Unione Europea (gli "Altri Paesi"). Le Obbligazioni non sono state né saranno registrate ai sensi del Securities Act del 1933, e successive modifiche, vigente negli Stati Uniti d'America né ai sensi delle corrispondenti normative vigenti in Canada, Giappone, Australia e negli Altri Paesi e non potranno conseguentemente essere offerte, vendute o comunque consegnate, direttamente o indirettamente, negli Stati Uniti d'America, in Canada, in Giappone, in Australia o negli Altri Paesi.

5.2.2 Modalità di riparto

L'eventuale riparto ed assegnazione saranno effettuati distintamente per le adesioni relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e per quelle relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

(A) Prestito a Tasso Fisso

Nel caso in cui le adesioni pervenute da parte del pubblico indistinto durante il Periodo di Offerta relativamente alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso risultino superiori all'ammontare complessivo delle stesse, quale comunicato al pubblico, si provvederà al

riparto e all'assegnazione dell'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, secondo i criteri di seguito indicati.

- (1) Qualora il numero dei richiedenti risulti non superiore al numero di Lotti Minimi disponibili, per ciascun richiedente sarà assegnato un quantitativo di Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso pari al Lotto Minimo. Nel caso in cui dopo tale assegnazione, residuino delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, queste saranno assegnate come segue:
 - (a) i Responsabili del Collocamento, dedotti i Lotti Minimi già assegnati, procederanno all'assegnazione ai singoli richiedenti delle residue Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso in misura proporzionale alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso richieste (e non soddisfatte) da ognuno di essi. Tale assegnazione proporzionale sarà arrotondata per difetto;
 - (b) ove, successivamente all'assegnazione di cui al precedente punto (a) residuino ancora ulteriori Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, queste saranno singolarmente assegnate dai Responsabili del Collocamento ai richiedenti che abbiano partecipato al riparto proporzionale di cui al precedente punto (a) mediante estrazione a sorte da effettuarsi, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.
- (2) Qualora il numero dei richiedenti risulti superiore al numero di Lotti Minimi disponibili (e quindi non sia possibile assegnare a ciascun richiedente un Lotto Minimo, dal momento che l'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso è insufficiente a tale scopo), i Responsabili del Collocamento procederanno ad assegnare i Lotti Minimi ai singoli richiedenti mediante estrazione a sorte. L'estrazione a sorte sarà effettuata, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e di parità di trattamento.

(B) *Prestito a Tasso Variabile*

Nel caso in cui le adesioni pervenute da parte del pubblico indistinto durante il Periodo di Offerta relativamente alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile risultino superiori all'ammontare complessivo delle stesse, quale comunicato al pubblico, si provvederà al riparto e all'assegnazione dell'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile secondo i criteri di seguito indicati.

- (1) Qualora il numero dei richiedenti risulti non superiore al numero di Lotti Minimi disponibili, per ciascun richiedente sarà assegnato un quantitativo di Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile pari al Lotto Minimo. Nel caso in cui dopo tale assegnazione, residuino delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, queste saranno assegnate come segue:
 - (a) i Responsabili del Collocamento, dedotti i Lotti Minimi già assegnati, procederanno all'assegnazione ai singoli richiedenti delle residue Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile in misura proporzionale alle

Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile richieste (e non soddisfatte) da ognuno di essi. Tale assegnazione proporzionale sarà arrotondata per difetto;

- (b) ove, successivamente all'assegnazione di cui al precedente punto (a) residuino ancora ulteriori Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, queste saranno singolarmente assegnate dai Responsabili del Collocamento ai richiedenti che abbiano partecipato al riparto proporzionale di cui al precedente punto (a) mediante estrazione a sorte da effettuarsi, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.
- (2) Qualora il numero dei richiedenti risulti superiore al numero di Lotti Minimi disponibili (e quindi non risulti possibile assegnare a ciascun richiedente un Lotto Minimo, dal momento che l'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è insufficiente a tale scopo), i Responsabili del Collocamento procederanno ad assegnare i Lotti Minimi ai singoli richiedenti mediante estrazione a sorte. L'estrazione a sorte sarà effettuata, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e di parità di trattamento.

5.2.3 Procedura per la comunicazione ai sottoscrittori dell'ammontare assegnato

Ciascun Collocatore provvederà a dare comunicazione ai richiedenti dei quantitativi di Obbligazioni loro assegnati subito dopo l'avvenuta comunicazione del riparto da parte di Banca IMI e UniCredit e comunque entro la Data di Pagamento.

5.3 PREZZO DI OFFERTA

(A) *Prestito a Tasso Fisso*

Il prezzo di offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà inferiore al 100% del loro valore nominale e, comunque, superiore al 99% del loro valore nominale.

Il prezzo di offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà determinato dai Responsabili del Collocamento, d'intesa con l'Emittente, al termine del Periodo di Offerta, secondo le modalità di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.2.

Il prezzo di offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà reso noto mediante pubblicazione di un apposito avviso integrativo sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione dell'Offerta e contestualmente trasmesso a Consob, nonché mediante specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

Nessun onere o spesa aggiuntiva è prevista a carico degli aderenti, salvo eventuali spese connesse all'apertura di un conto corrente ovvero il versamento di un deposito temporaneo infruttifero di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.4.

(B) *Prestito a Tasso Variabile*

Il prezzo di offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è pari al 100% del loro valore nominale.

Nessun onere o spesa aggiuntiva è prevista a carico degli aderenti, salvo eventuali spese connesse all'apertura di un conto corrente ovvero il versamento di un deposito temporaneo infruttifero di cui alla Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.4.

5.4 COLLOCAMENTO E SOTTOSCRIZIONE

L'Offerta avrà luogo esclusivamente in Italia e sarà coordinata e diretta da Banca IMI e UniCredit, le quali rivestono il ruolo di Coordinatori dell'Offerta e di Responsabili del Collocamento. Al 30 giugno 2011, le linee di credito accordate dal gruppo bancario Intesa Sanpaolo e dal gruppo bancario UniCredit nei confronti dell'Emittente e delle società del Gruppo dell'Emittente, erano pari, rispettivamente, a circa Euro 7.947 milioni e ad Euro 4.799 milioni.

Le Obbligazioni oggetto dell'Offerta saranno collocate per il tramite di un consorzio di collocamento (il "**Consorzio**") coordinato e diretto da Banca IMI e da UniCredit, al quale partecipano altre banche, società di intermediazione mobiliare e altri intermediari autorizzati (queste ultime, congiuntamente, i "**Collocatori**"). L'elenco completo dei Collocatori sarà depositato presso Consob, la sede dell'Emittente e i Collocatori medesimi e contestualmente reso noto mediante avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro il giorno antecedente l'inizio del Periodo di Offerta. Nell'ambito del medesimo avviso saranno specificati i Collocatori che offriranno modalità di sottoscrizione *online* per il pubblico indistinto.

I Collocatori che intendano offrire le Obbligazioni fuori sede, ai sensi dell'articolo 30 del Testo Unico della Finanza, provvederanno alla raccolta delle domande di adesione all'Offerta avvalendosi di promotori finanziari di cui all'articolo 31 del Testo Unico della Finanza.

Il contratto di collocamento relativo all'Offerta (che sarà stipulato prima dell'inizio dell'Offerta tra l'Emittente ed i Responsabili del Collocamento anche in nome e per conto dei membri del Consorzio) prevederà l'ipotesi che i Responsabili del Collocamento, congiuntamente, abbiano il diritto di recedere dagli impegni di collocamento previsti in detto contratto al verificarsi dei seguenti eventi: (a) il fatto che le dichiarazioni e garanzie prestate dall'Emittente nel contratto di collocamento per l'Offerta non risultino veritiere, complete o corrette; (b) un inadempimento da parte dell'Emittente alle obbligazioni di cui al contratto di collocamento relativo all'Offerta; (c) la revoca del provvedimento di ammissione a quotazione sul MOT delle Obbligazioni o la mancata emissione dell'avviso che stabilisce la data d'inizio delle negoziazioni sul MOT delle Obbligazioni da parte di Borsa Italiana.

5.5 COMMISSIONI E SPESE RELATIVE ALL'OPERAZIONE

L'Emittente corrisponderà (a) ai Responsabili del Collocamento una commissione di organizzazione, pariteticamente suddivisa tra loro, pari allo 0,30% del controvalore nominale delle Obbligazioni emesse ed oggetto dell'Offerta; e (b) ai Collocatori una commissione di collocamento pari al 1% del controvalore nominale delle Obbligazioni da ciascuno di essi effettivamente collocate.

L'importo previsto delle spese sarà reso noto mediante avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "Milano Finanza" o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale entro la data di comunicazione dei risultati dell'Offerta, come indicato nella Sezione Seconda, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.7.

6. AMMISSIONE E MODALITÀ DI NEGOZIAZIONE

In data 24 agosto 2011, l'Emittente ha presentato presso Borsa Italiana domanda di ammissione alla quotazione delle Obbligazioni sul MOT.

Borsa Italiana, con provvedimento n. 7036 del 31 agosto 2011, ha disposto l'ammissione alla quotazione delle Obbligazioni sul MOT. La data di inizio delle negoziazioni sarà disposta da Borsa Italiana, ai sensi dell'articolo 2.4.3 del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana e sue successive modifiche e integrazioni, previa verifica dei risultati dell'Offerta.

Si segnala che non sono presenti soggetti che si sono assunti l'impegno di agire quali intermediari nelle operazioni sul mercato secondario.

7. INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

7.1 CONSULENTI LEGATI ALL'EMISSIONE

Non sono presenti consulenti legati all'emissione.

7.2 INFORMAZIONI CONTENUTE NELLA PRESENTE SEZIONE SOTTOPOSTE A REVISIONE

Nella Sezione Seconda non vi sono informazioni sottoposte a revisione o a revisione limitata da parte della Società di Revisione o di PricewaterhouseCoopers S.p.A..

7.3 PARERI O RELAZIONI DI ESPERTI, INDIRIZZO E QUALIFICA

La Sezione Seconda non contiene pareri o relazioni di terzi in qualità di esperti.

7.4 INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI

Ove indicato, le informazioni contenute nella presente Sezione Seconda provengono da fonti terze. L'Emittente conferma che tali informazioni sono state riprodotte fedelmente e che, per quanto a propria conoscenza anche sulla base di informazioni pubblicate dai terzi in questione, non sono state omessi fatti che potrebbero rendere le informazioni riprodotte inesatte o ingannevoli.

7.5 DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI, AI SENSI DELL'ART. 154-BIS, COMMA 2, DEL TESTO UNICO DELLA FINANZA

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni, Alessandro Bernini, dichiara, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Prospetto corrisponde alle risultanze documentali, ai libri ed alle scritture contabili.

7.6 RATING

L'Emittente ha richiesto alle agenzie di *rating* Standard & Poor's Rating Services e Moody's Investors Service l'assegnazione di *rating* con riferimento alle Obbligazioni. È prevedibile che tale assegnazione sarà rilasciata alla Data di Pagamento delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile.

Si riportano, inoltre, di seguito i giudizi di *rating* su Eni alla data del presente Prospetto:

Società di <i>Rating</i>	<i>Long Term</i> (debito lungo termine)	<i>Short Term</i> (debito breve termine)	<i>Outlook</i>
Standard & Poor's	A+	A-1	Stabile
Moody's	Aa3	P-1	<i>Rating</i> in fase di revisione

In data 20 giugno 2011 il rating del debito a lungo termine di Eni è stato posto sotto revisione per un possibile declassamento da parte dell'agenzia di *rating* Moody's Investors Service.

Di seguito si riportano le scale dei *rating* di Standard & Poor's e Moodys':

(Fonte: S&P's)	
LUNGO TERMINE	BREVE TERMINE
Titoli di debito con durata superiore a un anno	Titoli di debito con durata inferiore a un anno
CATEGORIA INVESTIMENTO	CATEGORIA INVESTIMENTO
AAA Capacità di pagare gli interessi e rimborsare il capitale estremamente elevata.	A-1 Capacità elevata di corrispondere puntualmente gli interessi e di rimborsare il capitale alla scadenza fissata. All'interno di questa categoria, un'emissione può essere contraddistinta dall'aggiunta del segno "+", a sottolineare come tale capacità sia giudicata estremamente forte.
AA Capacità molto alta di onorare il pagamento degli interessi e del capitale. Differisce solo marginalmente da quella delle emissioni della categoria superiore.	A-2 Capacità soddisfacente di pagamento alla scadenza. Il grado di sicurezza è tuttavia meno elevato rispetto ai titoli valutati come "A-1".
A Forte capacità di pagamento degli interessi e del capitale, ma una certa sensibilità agli effetti sfavorevoli di cambiamento di circostanze o al mutamento delle condizioni economiche superiore rispetto alle precedenti categorie.	A-3 Capacità accettabile di pagamento alla scadenza. Esiste tuttavia una maggiore sensibilità a cambiamenti che hanno ottenuto una circostanza rispetto ai titoli di valutazione superiore.
BBB Capacità adeguata al pagamento degli interessi e del capitale. Tuttavia la presenza di condizioni economiche sfavorevoli o una modifica delle circostanze potrebbero indebolire la capacità di onorare puntualmente il debito.	
CATEGORIA SPECULATIVA	CATEGORIA SPECULATIVA
BB Nell'immediato, minore vulnerabilità al rischio di insolvenza rispetto alle altre emissioni speculative. Tuttavia elevato grado di incertezza ed esposizione ad avverse condizioni economiche, finanziarie e settoriali.	B Carattere speculativo relativamente al pagamento alla scadenza fissata. L'impresa potrebbe incontrare crescenti incertezze, tali da pregiudicare la sua capacità di fronteggiare puntualmente gli impegni.
B Maggior vulnerabilità ad avverse condizioni economiche, finanziarie e settoriali. Pur conservando al momento la capacità nel presente di far fronte alle proprie obbligazioni finanziarie, l'impresa è molto esposta al rischio che mutate condizioni economiche, finanziarie e settoriali minino tale capacità.	C Titoli il cui rimborso alla scadenza è dubbio.
CCC Attualmente vulnerabilità ed elevata dipendenza da favorevoli condizioni economiche, finanziarie e settoriali per far fronte agli impegni.	D (Default) e SD (Selective Default) Già in ritardo con il pagamento degli interessi o del capitale (totale o parziale) salvo nel caso in cui sia stata accordata una deroga e si possa, pertanto, prevedere che il rimborso avvenga entro la nuova data di scadenza.
CC Al presente, estrema vulnerabilità. È stata inoltrata istanza di fallimento o procedura analoga, ma vengono onorati i pagamenti e gli impegni finanziari.	
C Vulnerabilità ancor più accentuata.	
D o SD Situazione di insolvenza, riferita alla generalità delle obbligazioni contratte (D) oppure a specifiche emissioni o classi di emissioni (SD).	
Nota: i <i>rating</i> a lungo termine da "AA" a "CCC" inclusi possono essere modificati aggiungendo il segno "+" o "-" per precisare la posizione relativa all'interno delle principali categorie di <i>rating</i> .	

L'*outlook* sta ad indicare la direzione potenziale del *rating* (stabile, negativo o positivo) nel medio-lungo termine, pur non costituendo necessariamente un'anticipazione vincolante di future modifiche del *rating* stesso.

(Fonte: Moody's)**LUNGO TERMINE**

Titoli di debito con durata superiore a dodici mesi

CATEGORIA INVESTIMENTO

Aaa

I titoli obbligazionari con *rating* Aaa sono ritenuti della massima qualità e il rischio di credito è minimo.

Aa

I titoli obbligazionari con *rating* Aa sono ritenuti di qualità elevata e il rischio di credito è molto basso.

A

I titoli obbligazionari con *rating* A sono considerati appartenenti al livello medio-alto della scala e il rischio di credito è basso.

Baa

I titoli obbligazionari con *rating* Baa sono soggetti a un rischio di credito contenuto. Questi titoli sono considerati appartenenti al livello intermedio della scala e, pertanto, non è da escludere che possiedano talune caratteristiche speculative.**CATEGORIA SPECULATIVA**

Ba

Si ritiene che i titoli obbligazionari con *rating* Ba presentino elementi speculativi e siano soggetti a un rischio di credito considerevole.

B

I titoli obbligazionari con *rating* B sono considerati speculativi e il rischio di credito è elevato.

Caa

I titoli obbligazionari con *rating* Caa sono ritenuti di scarsa affidabilità e il rischio di credito è molto elevato.

Ca

I titoli obbligazionari con *rating* Ca sono altamente speculativi e sono probabilmente insoluti, o molto prossimi a diventarlo, pur essendovi qualche possibilità di recupero del capitale e degli interessi.

C

I titoli obbligazionari con *rating* C rappresentano la classe di titoli con il *rating* più basso e sono in genere insoluti, con poche possibilità di recupero del capitale e degli interessi.**BREVE TERMINE**

Titoli di debito con durata inferiore a tredici mesi

CATEGORIA INVESTIMENTO

Prime-1

Gli emittenti (o le istituzioni di sostegno) con *rating* Prime-1 hanno una capacità superiore di rimborsare le obbligazioni finanziarie a breve termine.

Prime-2

Gli emittenti (o le istituzioni di sostegno) con *rating* Prime-2 hanno una notevole capacità di rimborsare le obbligazioni finanziarie a breve termine.

Prime-3

Gli emittenti (o le istituzioni di sostegno) con *rating* Prime-3 hanno una discreta capacità di rimborsare le obbligazioni a breve termine.**CATEGORIA SPECULATIVA**

Not Prime

Gli emittenti (o le istituzioni di sostegno) con *rating* Not Prime non rientrano in nessuna delle tre precedenti categorie.

Nota: Ad ogni categoria di *rating* compresa tra Aa e Caa Moody's aggiunge i numeri 1, 2 e 3. L'aggiunta del numero 1 indica che l'obbligazione si colloca all'estremo superiore di quella categoria; il numero 2 segnala che l'obbligazione si trova nella fascia intermedia, mentre l'aggiunta del numero 3 ne indica il posizionamento sull'estremità inferiore della categoria in questione.

L'*outlook* sta ad indicare la direzione potenziale del *rating* (stabile, negativo o positivo) nel medio-lungo termine, pur non costituendo necessariamente un'anticipazione vincolante di future modifiche del rating stesso.

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

APPENDICI

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

APPENDICE 1

REGOLAMENTO DEL PRESTITO OBBLIGAZIONARIO

“Eni TF 2011/2017”

Codice ISIN IT0004760655

ART. 1 – IMPORTO, TAGLI E TITOLI

Il prestito obbligazionario denominato “Eni TF 2011/2017” (il “**Prestito a Tasso Fisso**”), di un ammontare nominale complessivo pari a Euro [●]⁸, è emesso da Eni S.p.A. (l’“**Emittente**”) ed è costituito da n. [●] obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000 ciascuna (le “**Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso**”).

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono immesse nel sistema di gestione accentrata presso la Monte Titoli S.p.A. in regime di dematerializzazione, ai sensi del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998 e sue successive modifiche ed integrazioni e della relativa regolamentazione di attuazione.

Pertanto, in conformità a quanto previsto dal decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998, ogni operazione avente ad oggetto le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso (ivi inclusi i trasferimenti e la costituzione di vincoli) nonché l’esercizio dei relativi diritti patrimoniali potranno essere effettuati esclusivamente per il tramite di intermediari aderenti al sistema di gestione accentrata presso la Monte Titoli S.p.A. I titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso non potranno richiedere la consegna materiale dei titoli rappresentativi delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso. È fatto salvo il diritto di chiedere il rilascio della certificazione di cui all’articolo 83-*quinquies* del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998 e sue successive modifiche e integrazioni.

ART. 2 – PREZZO DI EMISSIONE

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono emesse ad un prezzo pari al [●]% del loro valore nominale e cioè al prezzo di Euro [●] per ciascuna Obbligazione del Prestito a Tasso Fisso.

ART. 3 – GODIMENTO

Il Prestito a Tasso Fisso è emesso ed ha godimento dal [●] (la “**Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso**”).

ART. 4 – DURATA

Il Prestito a Tasso Fisso ha durata 6 anni (ovvero settantadue mesi) a decorrere dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso e sino al corrispondente giorno del settantaduesimo mese successivo alla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso e cioè sino al [●] (la “**Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso**”).

⁸ Nota, i dati ancora mancanti nel presente Regolamento, ed in particolare:

- l’ammontare complessivo del Prestito a Tasso Fisso ed il numero complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso (Art. 1);
- il prezzo di emissione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso (Art. 2);
- la Data di Godimento (Art. 3);
- la Data di Scadenza (Art. 4); e
- il Tasso di Interesse Nominale (Art. 5);

saranno comunicati al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato su un quotidiano economico-finanziario a diffusione nazionale entro 5 Giorni Lavorativi dalla chiusura dell’offerta.

ART. 5 – INTERESSI

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono fruttifere di interessi, al tasso fisso nominale annuo del [●]% (il “**Tasso di Interesse Nominale**”) dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso (inclusa) e sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso (esclusa).

Il pagamento degli interessi sarà effettuato annualmente in via posticipata e cioè alla scadenza di ogni 12 (dodici) mesi a partire dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso. L’ultimo pagamento sarà effettuato alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso.

L’importo di ciascuna cedola sarà determinato moltiplicando l’importo nominale di ciascuna Obbligazione del Prestito a Tasso Fisso, pari a Euro 1.000, per il Tasso di Interesse Nominale. L’importo di ciascuna cedola sarà arrotondato al centesimo di Euro (0,005 Euro arrotondati al centesimo di Euro superiore).

Gli interessi saranno calcolati su base numero di giorni effettivi del relativo periodo di interessi su numero di giorni compresi nell’anno di calendario (365, ovvero in ipotesi di anno bisestile, 366) – secondo la convenzione *Act/Act unadjusted*, come intesa nella prassi di mercato.

Qualora la data di pagamento degli interessi non dovesse cadere in un giorno lavorativo secondo il calendario di Borsa Italiana S.p.A., di volta in volta vigente, (“**Giorno Lavorativo**”), la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso o lo spostamento delle successive date di pagamento interessi.

Per “periodo di interessi” si intende il periodo compreso tra una data di pagamento interessi (inclusa) e la successiva data di pagamento interessi (esclusa), ovvero, limitatamente al primo periodo di interessi, il periodo compreso fra la Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso (inclusa) e la prima data di pagamento interessi (esclusa), fermo restando che laddove una data di pagamento interessi venga a cadere in un giorno che non è un Giorno Lavorativo e sia quindi posticipata al primo Giorno Lavorativo successivo, non si terrà conto di tale spostamento ai fini del calcolo dei giorni effettivi del relativo periodo di interessi (*Following Business Day Convention - unadjusted*).

ART 6 – RIMBORSO

Il Prestito a Tasso Fisso sarà rimborsato alla pari, in un’unica soluzione, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso.

Qualora la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso cesseranno di essere fruttifere dalla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso.

Non è prevista la facoltà di rimborso anticipato del Prestito a Tasso Fisso, né a favore dell’Emittente né a favore dell’obbligazionista.

ART. 7 – SERVIZIO DEL PRESTITO

Il pagamento degli interessi ed il rimborso del capitale delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso avverranno esclusivamente per il tramite degli intermediari autorizzati aderenti alla Monte Titoli S.p.A.

ART. 8 – STATUS DELLE OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO FISSO

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso non sono subordinate agli altri debiti chirografari presenti e futuri dell'Emittente.

ART. 9 – TERMINE DI PRESCRIZIONE E DECADENZA

I diritti dei titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso si prescrivono, per quanto concerne gli interessi, decorsi cinque anni dalla data in cui questi sono divenuti esigibili e, per quanto concerne il capitale, decorsi dieci anni dalla data in cui le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono divenute rimborsabili.

ART. 10 – ASSEMBLEA DEGLI OBBLIGAZIONISTI

Per la tutela degli interessi comuni degli obbligazionisti si applicano le disposizioni di cui agli articoli 2415 e seguenti del Codice Civile.

Ai sensi dell'articolo 2415 del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti delibera:

- (1) sulla nomina e sulla revoca del rappresentante comune;
- (2) sulle modifiche delle condizioni del prestito;
- (3) sulla proposta di concordato;
- (4) sulla costituzione di un fondo per le spese necessarie alla tutela dei comuni interessi e sul rendiconto relativo;
- (5) sugli altri oggetti di interesse comune degli obbligazionisti.

ART. 11 – REGIME FISCALE

Sono a carico dell'obbligazionista le imposte e tasse presenti e future che si rendono dovute per legge sulle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e/o i relativi interessi, premi ed altri frutti.

ART. 12 – QUOTAZIONE

L'Emittente ha presentato a Borsa Italiana S.p.A. domanda di ammissione alla quotazione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso presso il MOT. Borsa Italiana S.p.A., con provvedimento n. 7036 del 31 agosto 2011, ha disposto l'ammissione alla quotazione sul MOT delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

La data di inizio delle negoziazioni sarà disposta da Borsa Italiana S.p.A., ai sensi dell'articolo 2.4.3 del regolamento di Borsa, previa verifica dei risultati dell'offerta.

ART. 13 – VARIE

Salvo diversa disposizione applicabile, tutte le comunicazioni dell'Emittente ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso saranno considerate come valide se effettuate mediante avviso pubblicato su un quotidiano a diffusione nazionale. Inoltre, per mere ragioni di comodità, tali informazioni potranno essere altresì disponibili sul sito *internet* dell'Emittente (www.eni.com). Le comunicazioni saranno altresì effettuate secondo le modalità proprie del mercato di riferimento.

Il possesso delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso comporta la piena conoscenza e accettazione di tutte le condizioni di cui al presente regolamento. A tal fine, il presente regolamento sarà depositato presso la sede

dell'Emittente. Per quanto non espressamente previsto dal presente Regolamento si applicano le norme di legge.

ART. 14 – LEGGE APPLICABILE E FORO COMPETENTE

Il Prestito a Tasso Fisso è regolato dalla legge italiana.

Per qualsiasi controversia relativa al Prestito a Tasso Fisso ovvero al presente regolamento che dovesse insorgere tra l'Emittente e i titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà competente, in via esclusiva, il Foro di Roma ovvero, qualora l'obbligazionista rivesta la qualifica di consumatore ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 206 del 6 settembre 2005 e sue successive modifiche e integrazioni, il foro di residenza o domicilio elettivo di quest'ultimo.

APPENDICE 2

REGOLAMENTO DEL PRESTITO OBBLIGAZIONARIO

“Eni TV 2011/2017”

Codice ISIN IT0004760648

ART. 1 – IMPORTO, TAGLI E TITOLI

Il prestito obbligazionario denominato “Eni TV 2011/2017” (il “**Prestito a Tasso Variabile**”), di un ammontare nominale complessivo pari a Euro [●]⁹, è emesso da Eni S.p.A. (l’“**Emittente**”) ed è costituito da n. [●] obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000 ciascuna (le “**Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile**”).

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono immesse nel sistema di gestione accentrata presso la Monte Titoli S.p.A. in regime di dematerializzazione, ai sensi del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998 e sue successive modifiche ed integrazioni e della relativa regolamentazione di attuazione.

Pertanto, in conformità a quanto previsto dal decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998, ogni operazione avente ad oggetto le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile (ivi inclusi i trasferimenti e la costituzione di vincoli) nonché l’esercizio dei relativi diritti patrimoniali potranno essere effettuati esclusivamente per il tramite di intermediari aderenti al sistema di gestione accentrata presso la Monte Titoli S.p.A. I titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile non potranno richiedere la consegna materiale dei titoli rappresentativi delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile. È fatto salvo il diritto di chiedere il rilascio della certificazione di cui all’articolo 83-*quinquies* del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998 e sue successive modifiche e integrazioni.

ART. 2 – PREZZO DI EMISSIONE

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono emesse ad un prezzo pari al 100% del loro valore nominale e cioè al prezzo di Euro 1.000 per ciascuna Obbligazione del Prestito a Tasso Variabile.

ART. 3 – GODIMENTO

Il Prestito a Tasso Variabile è emesso ed ha godimento dal [●] (la “**Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile**”).

ART. 4 – DURATA

Il Prestito a Tasso Variabile ha durata 6 anni (ovvero settantadue mesi) a decorrere dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile e sino al corrispondente giorno del settantaduesimo mese successivo alla Data

⁹ Nota, i dati ancora mancanti nel presente Regolamento, ed in particolare:

- l’ammontare complessivo del Prestito a Tasso Variabile ed il numero complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile (Art. 1);
- la Data di Godimento (Art. 3);
- la Data di Scadenza (Art. 4);
- il Margine (Art. 5);

saranno comunicati al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato su un quotidiano economico-finanziario a diffusione nazionale entro 5 Giorni Lavorativi dalla chiusura dell’offerta.

di Godimento del Prestito a Tasso Variabile e cioè sino al [●] (la “**Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile**”).

ART. 5 – INTERESSI

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono fruttifere di interessi a tasso variabile dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (inclusa) e sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile (esclusa). Tale tasso variabile sarà indicizzato all’*Euro Interbank Offered Rate* (con divisore 360) (“**EURIBOR**”) a sei mesi maggiorato di [●]% (il “**Margine**”).

Il pagamento degli interessi sarà effettuato in via posticipata alla scadenza di ogni semestre a partire dal primo semestre successivo alla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile e sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile (inclusa).

Le cedole saranno calcolate al tasso annuo lordo (arrotondato al terzo decimale con 0,0005 arrotondato al terzo decimale superiore) pari al tasso EURIBOR a 6 mesi, per il relativo periodo di interesse, maggiorato del Margine e saranno pari all’importo risultante dall’applicazione del tasso annuo lordo così determinato al valore nominale dell’obbligazione, moltiplicato per il numero di giorni effettivi del periodo di interesse, il tutto diviso per 360 con arrotondamento al centesimo di Euro (0,005 Euro arrotondati al centesimo di Euro superiore).

Gli interessi saranno calcolati su base numero di giorni effettivi del relativo periodo di interessi su 360 – secondo la convenzione *Actual/360 Adjusted*, come intesa nella prassi di mercato.

Per ciascuna cedola e relativo periodo di interessi, la quotazione dell’EURIBOR a 6 mesi sarà rilevata dall’Agente di Calcolo (come di seguito definito) il secondo Giorno Lavorativo (come di seguito definito) antecedente il primo giorno di godimento della relativa cedola sulla base della pubblicazione effettuata sulla pagina del circuito Reuters EURIBOR01, alle ore 11:00 a.m. Bruxelles, ovvero sulla base di altra fonte di equipollente ufficialità qualora quest’ultima risulti indisponibile (attualmente pagina ASSIOMFOREX09). Qualora alla data di determinazione del tasso EURIBOR a 6 mesi non fosse possibile per qualsivoglia motivo procedere alla stessa, l’Agente di Calcolo procederà a calcolare l’EURIBOR a 6 mesi, per la relativa data valuta, quale media aritmetica delle quotazioni lettera dei depositi interbancari in Euro a 6 mesi fornite da almeno cinque istituzioni bancarie europee (dopo aver eliminato la quotazione più alta e quella più bassa), scelte dall’Agente di Calcolo secondo il proprio prudente apprezzamento. UniCredit Bank AG, succursale di Milano, con sede in Milano, via Tommaso Grossi 10 – ovvero il diverso soggetto incaricato dall’Emittente previa informativa agli obbligazionisti, mediante pubblicazione di un apposito avviso sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “Milano Finanza” o su altro quotidiano economico a diffusione nazionale e comunicazione scritta al rappresentante comune degli obbligazionisti, ove esistente, entro 15 (quindici) Giorni Lavorativi antecedenti la successiva data di pagamento degli interessi (l’“**Agente di Calcolo**”), opererà quale Agente di Calcolo ai fini della determinazione delle cedole (inclusa la prima). Resta inteso che l’importo di ciascuna cedola dovrà essere altresì comunicato, per tutta la durata del Prestito a Tasso Variabile, a Borsa Italiana con un anticipo di almeno 2 (due) Giorni Lavorativi (come di seguito definiti) rispetto al primo giorno di godimento della relativa cedola.

Qualora la data di pagamento degli interessi non dovesse cadere in un giorno lavorativo secondo il calendario di Borsa Italiana S.p.A., di volta in volta vigente, (“**Giorno Lavorativo**”), la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo a meno che la stessa cada nel mese solare successivo, nel qual caso la data di pagamento interessi sarà anticipata al Giorno Lavorativo immediatamente precedente, e si terrà conto di tale spostamento nella determinazione dei giorni effettivi del

relativo periodo di interessi come da presente articolo, fermo restando che tale spostamento non avrà effetto sulle successive date di pagamento interessi (*Modified Following Business Day Convention – adjusted*).

Per “periodo di interessi” si intende il periodo compreso tra una data di pagamento interessi (inclusa) e la successiva data di pagamento interessi (esclusa), ovvero, limitatamente al primo periodo di interessi, il periodo compreso fra la Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (inclusa) e la prima data di pagamento interessi (esclusa).

ART. 6 – RIMBORSO

Il Prestito a Tasso Variabile sarà rimborsato alla pari, in un’unica soluzione, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile.

Qualora la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, a meno che essa cada nel mese solare successivo, nel qual caso la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile sarà anticipata al Giorno Lavorativo precedente, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo (in linea capitale) ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e fermo restando che di tale spostamento si terrà conto nella determinazione dei giorni effettivi dell’ultimo periodo di interessi.

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile cesseranno di essere fruttifere dalla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile (come eventualmente posticipata ai sensi del precedente paragrafo).

Non è prevista la facoltà di rimborso anticipato del Prestito a Tasso Variabile, né a favore dell’Emittente né a favore dell’obbligazionista.

ART. 7 – SERVIZIO DEL PRESTITO

Il pagamento degli interessi ed il rimborso del capitale delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile avverranno esclusivamente per il tramite degli intermediari autorizzati aderenti alla Monte Titoli S.p.A.

ART. 8 – STATUS DELLE OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO VARIABILE

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile non sono subordinate agli altri debiti chirografari presenti e futuri dell’Emittente.

ART. 9 – TERMINE DI PRESCRIZIONE E DECADENZA

I diritti degli obbligazionisti si prescrivono, per quanto concerne gli interessi, decorsi cinque anni dalla data in cui questi sono divenuti esigibili e, per quanto concerne il capitale, decorsi dieci anni dalla data in cui le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono divenute rimborsabili.

ART. 10 – ASSEMBLEA DEGLI OBBLIGAZIONISTI

Per la tutela degli interessi comuni degli obbligazionisti si applicano le disposizioni di cui agli articoli 2415 e seguenti del Codice Civile.

Ai sensi dell’articolo 2415 del Codice Civile, l’assemblea degli obbligazionisti delibera:

- (1) sulla nomina e sulla revoca del rappresentante comune;
- (2) sulle modifiche delle condizioni del prestito;
- (3) sulla proposta di concordato;

- (4) sulla costituzione di un fondo per le spese necessarie alla tutela dei comuni interessi e sul rendiconto relativo;
- (5) sugli altri oggetti di interesse comune degli obbligazionisti.

ART. 11 – REGIME FISCALE

Sono a carico dell'obbligazionista le imposte e tasse presenti e future che si rendono dovute per legge sulle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e/o i relativi interessi, premi ed altri frutti.

ART. 12 – QUOTAZIONE

L'Emittente ha presentato a Borsa Italiana S.p.A. domanda di ammissione alla quotazione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile presso il MOT. Borsa Italiana S.p.A., con provvedimento n. 7036 del 31 agosto 2011, ha disposto l'ammissione alla quotazione sul MOT delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile.

La data di inizio delle negoziazioni sarà disposta da Borsa Italiana S.p.A., ai sensi dell'articolo 2.4.3 del regolamento di Borsa, previa verifica dei risultati dell'offerta.

ART. 13 – VARIE

Salvo diversa disposizione applicabile, tutte le comunicazioni dell'Emittente ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile saranno considerate come valide se effettuate mediante avviso pubblicato su un quotidiano a diffusione nazionale. Inoltre, per mere ragioni di comodità, tali informazioni potranno essere altresì disponibili sul sito *internet* dell'Emittente (www.eni.com). Le comunicazioni saranno altresì effettuate secondo le modalità proprie del mercato di riferimento.

Il possesso delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile comporta la piena conoscenza e accettazione di tutte le condizioni di cui al presente regolamento. A tal fine, il presente regolamento sarà depositato presso la sede dell'Emittente. Per quanto non espressamente previsto dal presente Regolamento si applicano le norme di legge.

ART. 14 – LEGGE APPLICABILE E FORO COMPETENTE

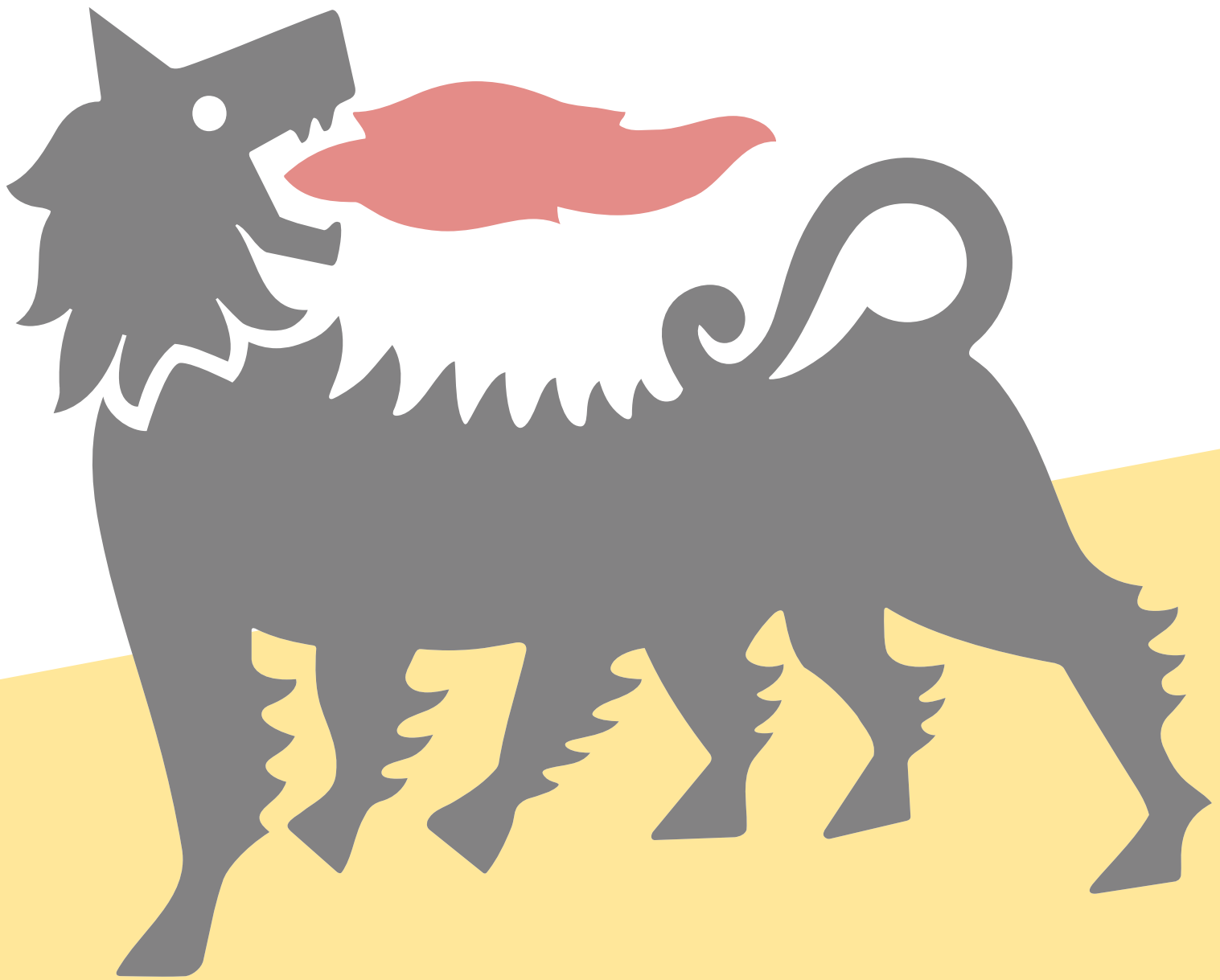
Il Prestito a Tasso Variabile è regolato dalla legge italiana.

Per qualsiasi controversia relativa al Prestito a Tasso Variabile ovvero al presente regolamento che dovesse insorgere tra l'Emittente e ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà competente, in via esclusiva, il Foro di Roma ovvero, qualora l'obbligazionista rivesta la qualifica di consumatore ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 206 del 6 settembre 2005 e sue successive modifiche e integrazioni, il foro di residenza o domicilio elettivo di quest'ultimo.

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]



Si precisa che i dati relativi agli intervalli rispettivamente (i) del Margine di Rendimento Effettivo del Prestito a Tasso Fisso e (ii) del Margine del Prestito a Tasso Variabile, nonché gli ulteriori dati dai medesimi dipendenti di cui alla Sezione Prima, Capitolo 4.2., Paragrafo 4.2.3. ("Rischio di tasso") e Capitolo 4.3 ("Esemplificazioni dei Rendimenti") sono stati determinati dopo l'approvazione del Prospetto e, anche se depositati in un unico contesto documentale, restano distinti dal testo del Prospetto approvato e sono per tale ragione resi in corsivo.

Tali informazioni, determinate e depositate ai sensi dell'art. 95-bis, comma 1, del TUF, non hanno costituito oggetto di approvazione da parte della Consob.



Eni S.p.A.
Sede sociale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n.756453

eni.com