## STUDIO CASTELLINI

00193 ROMA - Via Orazio, 31 C.F. 03339210589 - P.IVA 01185101008

Repertorio 75728	Rogito 18284
VERBALE DELL'ASSEMBLEA	ORDINARIA E STRAORDINARIA
DEGLI	AZIONISTI
D	ELLA
"Ет	ni S.p.A."
TENUTASI I	L 29 APRILE 2010
*	***
REPUBBL	ICA ITALIANA
***************************************	* * * * *
L'anno duemiladieci il giorno	undici del mese di maggio in Roma, Piaz-
zale Enrico Mattei n. 1	
Innanzi di me Dott. PAOLO C	CASTELLINI, Notaio in Roma con studio
in Via Orazio n. 31, iscritto nel R	uolo dei Distretti Notarili Riuniti di Ro-
ma, Velletri e Civitavecchia	
E' presente:	
- Prof. ROBERTO POLI, nato a I	Pistoia il 28 giugno 1938, domiciliato per
la carica in Roma, Piazzale Enric	o Mattei n. 1, Presidente del Consiglio di
amministrazione della Società:	
- "Eni S.p.A.", con sede in Rom	a, Piazzale Enrico Mattei n. 1, capitale so-
ciale Euro 4.005.358.876,00 inte	eramente versato, R.E.A. n. RM-756453,
iscritta nel Registro delle Imprese	e di Roma, codice fiscale 00484960588
Detto Comparente, della cui i	dentità personale e qualifica io Notaio sono
certo, mi chiede di redigere, ai s	ensi dell'art. 2375 del codice civile, il ver-
bale dell'Assemblea ordinaria e	straordinaria della medesima Società "Eni
S.p.A.", tenutasi il giorno 29 apr	rile 2010 in Roma, Via del Serafico n. 79

On. € 700
Scr. 1656, O6
Bollo " 1665, O0
Registrato all'Agenzia
delle Entrate · Ufficio
Territoriale di ROMA 1
il J 2.05. 2010
n. 3.69 L.
Serie J T.
€uro. 3.24, 00



dalle ore dieci e otto alle ore quattordici e trenta, Assemblea che è stata dal medesimo presieduta e per la quale è stato richiesto il mio ministero come risulta dall'atto a mio rogito in data 29 aprile 2010 Rep. 75691/18260, registrato all'Agenzia delle Entrate - Ufficio Territoriale di Roma 1 il giorno 11 maggio 2010 al n. 9348 serie 1T. -------- Pertanto io Notaio do atto di quanto segue: -----"L'anno duemiladieci il giorno ventinove del mese di aprile in Roma, Via del Serafico n. 79, alle ore dieci e otto. --- A richiesta della Spettabile: ------- "Eni S.p.A.", con sede in Roma, Piazzale Enrico Mattei n. 1, capitale sociale Euro 4.005.358.876,00 interamente versato, R.E.A. n. RM-756453, iscritta nel Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588. ------- Io Dott. PAOLO CASTELLINI, Notaio in Roma con studio in Via Orazio n. 31, iscritto nel Ruolo dei Distretti Notarili Riuniti di Roma, Velletri e Civitavecchia, oggi 29 aprile 2010 mi sono recato in Roma, Via del Serafico n. 79 per assistere, al fine della redazione del relativo verbale, alle deliberazioni dell'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti della Società richiedente, convocati per oggi in detto luogo alle ore dieci in seconda convocazione per la parte ordinaria ed in terza convocazione per la parte straordinaria essendo andata deserta la prima convocazione per la parte straordinaria indetta per il 23 aprile 2010 (come risulta dal verbale per Notaio Paolo Castellini di Roma Rep. 75663/18247, registrato all'Agenzia delle Entrate - Ufficio Territoriale di Roma 1 il 29 aprile 2010 al n. 7844 Serie 1T) ed essendo andata deserta la prima convocazione per la parte ordinaria e la seconda per la parte straordinaria indetta per il 27 aprile 2010 (come ri-

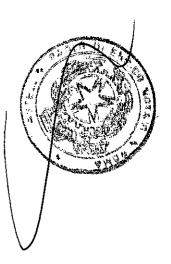


sulta dal verbale per Notaio Rosa Gallelli di Roma Rep. 14510/4598, regi-
strato all'Agenzia delle Entrate - Ufficio Territoriale di Roma 1 il 29 aprile
2010 al n. 7856 Serie 1T) per discutere e deliberare sul seguente
ORDINE DEL GIORNO
PARTE ORDINARIA
1. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009 dell'Eni S.p.A.; bilancio conso-
lidato al 31 dicembre 2009; relazioni degli Amministratori, del Collegio
Sindacale e della Società di revisione.
2. Attribuzione dell'utile di esercizio
3. Conferimento dell'incarico di revisione contabile 2010 - 2018
PARTE STRAORDINARIA
1. Proposta di modifica degli articoli 1, 4, 12, 14, 15 e 16 dello statuto. De-
libere conseguenti
********************************
pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 23 marzo 2010 n. 35 che si allega al
presente verbale sotto la lettera "A"
****
Entrato nella sala dove ha luogo l'Assemblea, ho constatato la presenza
al tavolo della presidenza del Prof. ROBERTO POLI, nato a Pistoia il 28
giugno 1938, domiciliato per la carica in Roma, Piazzale Enrico Mattei n. 1,
Presidente del Consiglio di amministrazione della Società richiedente, che
in tale qualifica, ai sensi dell'art. 15.1 dello statuto, presiede l'odierna As-
semblea
Dell'identità personale del Prof. ROBERTO POLI io Notaio sono certo
Il medesimo invita me Notaio a redigere il verbale dell'odierna Assem-

	blea
	Il Presidente informa che l'avviso di convocazione dell'Assemblea è sta
	to pubblicato il 23 marzo 2010 sulla Gazzetta Ufficiale e sui quotidiani: "Il
	Sole 24 Ore", "Corriere della Sera" e "Financial Times"
	Il Presidente dà atto che del Consiglio di amministrazione, oltre a lui
	medesimo, sono presenti i Signori:
	- PAOLO SCARONI Amministratore Delegato
	- ALBERTO CLÔ Consigliere
	- PAOLO ANDREA COLOMBO - Consigliere
	- PAOLO MARCHIONI Consigliere
	- MARCO REBOA Consigliere
	- MARIO RESCA Consigliere
with market to the control of the co	- PIERLUIGI SCIBETTA Consigliere
Carlos Carlos	- FRANCESCO TARANTO Consigliere
	e che del Collegio Sindacale sono presenti i Signori:
	- UGO MARINELLI Presidente
	- LUIGI MANDOLESI Sindaco effettivo
	- TIZIANO ONESTI Sindaco effettivo
	- GIORGIO SILVA Sindaco effettivo
	*******
	Sono presenti altresì il Magistrato della Corte dei conti delegato al con-
	trollo sulla gestione finanziaria dell'Eni, RAFFAELE SQUITIERI ed il se-
	gretario del Consiglio di amministrazione Avv. ROBERTO ULISSI, Diret-
	tore Affari Societari e Governance



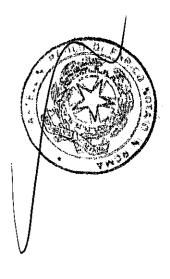
Viene giustificata l'assenza del Sindaco effettivo Dott. ROBERTO FER-
RANTI
****
Il Presidente informa inoltre che, come previsto dall'art. 2 del Regola-
mento assembleare, seguono i lavori assembleari, anche via Internet, esper-
ti, analisti finanziari, giornalisti e rappresentanti della Società di revisione
PricewaterhouseCoopers che ha svolto la revisione del bilancio di Eni al 31
dicembre 2009, nonchè dipendenti della Società e di società controllate per
collaborare alla predisposizione delle risposte alle domande degli azionisti
ed assicurare il buon svolgimento dei lavori assembleari
Il Presidente informa inoltre che è presente in sala l'alta dirigenza della
Società e delle principali società controllate, anche in segno di considera-
zione nei confronti degli azionisti e in particolare i Signori:
- Claudio Descalzi, Direttore Generale della Divisione Exploration & Pro-
duction;
- Domenico Dispenza, Direttore Generale della Divisione Gas & Power;
- Angelo Fanelli, Direttore Generale della Divisione Refining & Marketing;
- Alessandro Bernini, Chief Financial Officer;
- Salvatore Sardo, Chief Corporate Operations Officer;
- Stefano Lucchini, Direttore Relazioni Istituzionali e Comunicazione;
- Massimo Mantovani, Direttore Affari Legali;
- Rita Marino, Direttore Internal Audit;
- Umberto Vergine, Direttore Studi e Ricerche;
- Raffaella Leone, Assistente Esecutivo dell'Amministratore Delegato;
Di La Tarria de la Caractera de



- Carlo Malacarne, Amministratore Delegato Snam Rete Gas;
- Leonardo Maugeri, Presidente Polimeri Europa;
- Alberto Alberti, Amministratore Delegato di Polimeri Europa;
- Sergio Polito, Amministratore Delegato di Syndial;
- Leonardo Bellodi, Presidente di Syndial
E' presente inoltre il rappresentante comune degli obbligazionisti dei
prestiti obbligazionari "Eni S.p.A Euro Medium Term Notes 2000 -
2010" e "Eni S.p.A Euro Medium Term Notes 2003 - 2013", Rossella
Strippoli
Assistono all'Assemblea anche docenti e studenti universitari di varie fa-
coltà economiche interessati a seguire i lavori assembleari
Ai sensi della legislazione relativa al trattamento di dati personali, comu-
nica che l'Eni S.p.A. è il titolare del trattamento e che i dati personali delle
persone presenti in Assemblea sono stati chiesti nelle forme e nei limiti di
legge. Detti dati saranno inseriti nel verbale dell'Assemblea, previo tratta-
mento in via manuale e automatizzata, e potranno essere oggetto di comuni-
cazione e diffusione anche all'estero e al di fuori dell'Unione Europea, nelle
forme e nei limiti di legge.
Il Presidente chiede al Presidente del Collegio Sindacale di consegnare
le schede di voto per corrispondenza ricevute dalla Società
Il Prof. UGO MARINELLI, Presidente del Collegio Sindacale, consegna
al Presidente n. 3 (tre) schede di voto per corrispondenza ricevute dalla So-
cietà
Il Presidente comunica che:
- l'Assemblea ordinaria si tiene in seconda convocazione essendo andata de-



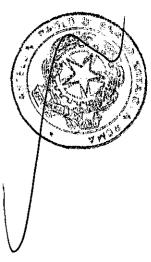
serta l'Assemblea ordinaria in prima convocazione il 27 aprile scorso, come risulta dal verbale di deserzione redatto dal Notaio Rosa Gallelli di Roma; -- l'Assemblea straordinaria si tiene in terza convocazione essendo andate deserte quelle in prima e in seconda convocazione rispettivamente il 23 aprile scorso- come risulta dal verbale di deserzione redatto da me Notaio e il 27 aprile scorso- come risulta dal verbale di deserzione redatto dal Notaio Rosa Gallelli di Roma. --- Accertate l'identità e la legittimazione degli azionisti presenti, esaminate le comunicazioni emesse dagli intermediari finanziari autorizzati e le schede di voto per corrispondenza e verificata la regolarità delle deleghe a norma della legislazione vigente, il Presidente comunica che al momento sono presenti n. 1.609 (milleseicentonove) azionisti, di cui n. 1.606 (milleseicentosei) in proprio o per delega e n. 3 (tre) per corrispondenza, titolari di complessive n. 1.627.582.539 (unmiliardoseicentoventisettemilionicinquecentoottantaduemilacinquecentotrentanove) azioni - sulle n. 4.005.358.876 (quattromiliardicinquemilionitrecentocinquantottomilaottocentosettantasei) azioni da Euro 1,00 (uno virgola zero zero) ciascuna, costituenti l'intero capitale sociale di Euro 4.005.358.876,00 (quattromiliardicinquemilionitrecentocinquantottomilaottocentosettantasei virgola zero zero) interamente versato, pari al 40,64% (quaranta virgola sessantaquattro per cento) dell'intero capitale sociale. -------- Il Presidente dichiara, perciò, l'odierna Assemblea validamente costituita in sede ordinaria in seconda convocazione e in sede straordinaria in terza convocazione e idonea a deliberare sugli argomenti posti all'ordine del gior-



Il Presidente informa che non è pervenuta alla Società alcuna richiesta di
integrazione dell'ordine del giorno ai sensi dell'art. 126 - bis del D. Lgs. n.
58/1998 (in appresso TUF) e dell'art. 13 dello statuto
L'elenco nominativo dei partecipanti in proprio, per delega, con l'indica-
zione del delegante, e per corrispondenza si allega al presente verbale sotto
la lettera "B"
Il Presidente informa che, prima di ciascuna votazione, verrà comunicato
il numero degli azionisti presenti (in proprio, per delega e per corrisponden-
za)
******
Informa che non risultano situazioni di carenza di legittimazione al voto
nè patti parasociali aventi a oggetto azioni Eni
Invita gli intervenuti a comunicare, ai sensi delle disposizioni vigenti e
dello statuto, l'esistenza di eventuali situazioni di carenza di legittimazione
al voto o di esclusione dal voto nonchè l'esistenza di eventuali patti paraso-
ciali
Il Presidente prende atto che nessuno dei presenti ha effettuato segnala-
zioni al riguardo e comunica che:
- alla data del 28 aprile 2010 la Società è titolare di n. 382.935.740 (trecen-
toottantaduemilioninovecentotrentacinquemilasettecentoquaranta) azioni
proprie rappresentative del 9,56% (nove virgola cinquantasei per cento) del
capitale sociale;
- secondo le risultanze del libro soci alla data del 28 aprile 2010 e dalle in-
formazioni ricevute, gli azionisti che possiedono azioni con diritto di voto
rappresentative di oltre il 2% del totale delle azioni emesse sono:



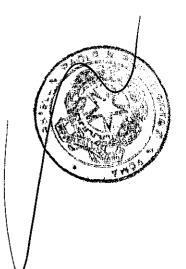
Ministero dell'economia e delle finanze, titolare di n. 813.443.277 (ot-
tocentotredicimilioniquattrocentoquarantatremiladuecentosettantasette)
azioni rappresentative del 20,31% (venti virgola trentuno per cento) del ca-
pitale sociale;
Cassa depositi e prestiti società per azioni, titolare di n. 400.288.338
(quattrocentomilioniduecentoottantottomilatrecentotrentotto) azioni rappre-
sentative del 9,99% (nove virgola novantanove per cento) del capitale so-
ciale
Informa di aver costituito, ai sensi dell'art. 5.2 del Regolamento assem-
bleare, l'Ufficio di Presidenza al tavolo alla sua destra, composto dal Dott.
Antonio Cristodoro, Responsabile della Segreteria Societaria e Dott.ssa
Agnese D'Alessandro, Responsabile dell'Unità Organi Societari, coadiuvati
da un'assistente di sala
****
Il Presidente ricorda che, ai sensi dell'art. 7 del Regolamento assemblea-
re:
- le richieste di intervento possono essere presentate all'Ufficio di Presiden-
za dal momento della costituzione dell'Assemblea fino a quando non sia
stata dichiarata aperta la discussione sul relativo punto dell'ordine del gior-
no;
- il Presidente dell'Assemblea fissa la durata massima degli interventi, di
norma non superiore a 15 (quindici) minuti;
- ciascun azionista può svolgere un solo intervento su ogni argomento all'or-
dine del giorno;
- dopo la chiusura della discussione sono consentite dichiarazioni di voto di



breve durata
Il Presidente invita gli azionisti che intendano sottoporre quesiti su que-
stioni tecniche molto specifiche a riportare le domande anche per iscritto e a
consegnarle all'Ufficio di Presidenza al termine dell'intervento, in modo da
consentire una più puntuale risposta
Verranno illustrati prima i tre punti all'ordine del giorno della parte ordi-
naria. Al termine dell'illustrazione di detti punti, e in relazione agli stessi,
gli azionisti potranno effettuare un intervento della durata massima di 15
(quindici) minuti. Agli azionisti è consentito di gestire liberamente il tempo
a disposizione e ripartire i 15 (quindici) minuti tra i tre argomenti a libera
scelta
Verrà poi illustrato il punto all'ordine del giorno della parte straordinaria,
in relazione al quale gli azionisti potranno effettuare un intervento della du-
rata massima di 5 (cinque) minuti
In questo modo si consente a tutti gli azionisti di intervenire ed esprime-
re la propria opinione in un tempo congruo ed altresì di mantenere la durata
dell'Assemblea entro limiti appropriati per rispetto di tutti gli azionisti
Invita gli azionisti a presentare le richieste di intervento indicando i pun-
ti all'ordine del giorno sui quali intendano intervenire
Verranno quindi fornite le risposte alle domande degli azionisti sui punti
della parte ordinaria e straordinaria dopo una breve interruzione per la pre-
parazione delle risposte
Dopo le eventuali dichiarazioni di voto, per le quali il tempo complessi-
vamente a disposizione di ciascun azionista è di 2 (due) minuti, si procederà
alla votazione sui punti all'ordine del giorno della parte ordinaria e straordi-



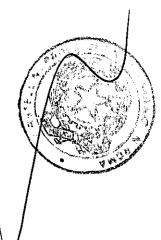
naria. Ricorda che il Regolamento assembleare non consente interventi di replica, ma solo dichiarazioni di voto; le relative richieste andranno presentate all'Ufficio di Presidenza. -------- Dopo ciascuna votazione il Notaio provvederà a proclamare l'esito. --------- Per lo svolgimento dell'intervento il Presidente invita gli azionisti a recarsi all'apposita postazione, alla sua sinistra, dotata di microfono. ---------- Per consentire a ciascun azionista che intende prendere la parola la gestione ottimale del tempo a sua disposizione è stato installato sul podio, oltre a un timer, un segnalatore luminoso. Per gli interventi sui punti dell'ordine del giorno della parte ordinaria, nei primi 12 (dodici) minuti si accenderà una luce verde; seguirà, per i successivi 3 (tre) minuti, una luce gialla ed infine una luce rossa lampeggiante, per avvisare l'oratore della scadenza del termine massimo riservato al suo intervento. Per l'intervento sul punto dell'ordine del giorno della parte straordinaria, nei primi 4 (quattro) minuti resterà accesa una luce verde; seguirà, per 1(uno) minuto, una luce gialla ed infine una luce rossa lampeggiante. -------- Per consentire la più ampia partecipazione alla discussione, il Presidente invita gli azionisti a contenere la durata dei loro interventi entro il tempo massimo stabilito. --------- In caso di presentazione di emendamenti alle proposte formulate dal Consiglio, verrà prima posta in votazione la proposta del Consiglio e, solo nel caso in cui tale proposta fosse respinta, verranno poste in votazione le proposte contenenti gli emendamenti. ---------- Analogamente, in caso di presentazione di mozioni d'ordine, sulle quali non è comunque prevista discussione, ove il Presidente decidesse di metter-



le in votazione, verranno prima poste in votazione le eventuali proposte del Presidente e, solo nel caso in cui fossero respinte, le proposte degli azioni----- Le proposte degli azionisti verranno poste in votazione a partire dalla proposta presentata dagli azionisti che rappresentano la percentuale maggiore del capitale. Solo nel caso in cui la proposta posta in votazione fosse respinta, sarà posta in votazione la successiva proposta in ordine di capitale rappresentato. --------- Il Presidente ricorda che, ai sensi dell'art. 4 del Regolamento assembleare, nei locali in cui si svolge l'Assemblea non possono essere impiegati strumenti di registrazione di nessun genere, ad eccezione di quelli utilizzati al fine di supportare il Notaio nella redazione del verbale, apparecchi fotogra----- E' inoltre previsto un servizio di traduzione simultanea dall'italiano all'inglese (le cuffie sono a disposizione presso la reception all'ingresso della sala). --------- Agli azionisti presenti in sala sarà chiesto di esprimere il voto utilizzando i telecomandi consegnati loro al momento della registrazione. Per ulteriori informazioni e chiarimenti sull'uso del telecomando i signori azionisti e loro delegati potranno avvalersi del personale tecnico presente in sala. -------- Qualora, per motivi tecnici, non fosse possibile avvalersi del telecomando, ovvero, ove il Presidente lo riterrà opportuno per esigenze di praticità, si procederà alla votazione mediante alzata di mano, --------- Gli azionisti che dovessero abbandonare definitivamente la sala prima del termine dei lavori assembleari vengono pregati di restituire al personale

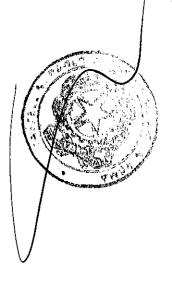


usiliario presente all'uscita il telecomando nonchè il contrassegno conse-
gnato loro al momento della registrazione
Coloro che intendessero invece assentarsi temporaneamente vengono
pregati di consegnare al personale ausiliario presente all'uscita il telecoman-
do e il contrassegno rilasciato loro al momento dell'identificazione e di riti-
rare l'apposita contromarca. Al rientro il materiale così depositato sarà resti-
tuito dietro consegna della contromarca
******
Il Presidente ricorda che la relazione del Consiglio di amministrazione
sulle proposte concernenti i punti dell'ordine del giorno dell'Assemblea or-
dinaria e straordinaria, il bilancio consolidato e il bilancio di esercizio di
Eni S.p.A. al 31 dicembre 2009, corredati delle relazioni degli amministra-
tori sulla gestione, del Collegio Sindacale e della Società di revisione, sono
stati depositati e messi a disposizione del pubblico presso la sede della So-
cietà, nel sito Internet di Eni e in quello della Borsa Italiana S.p.A. nei ter-
mini di legge e di regolamento. I suddetti documenti sono stati inviati a co-
loro che ne hanno fatto richiesta nei giorni precedenti l'Assemblea e sono
stati comunque consegnati all'ingresso della sala assembleare, assieme allo
statuto, al Bilancio di Sostenibilità, al bilancio di Eni Foundation, al Fact
book e alla Guida dell'Azionista
Il Presidente, non essendoci alcuna obiezione da parte dell'Assemblea,
omette la lettura integrale delle relazioni sui singoli argomenti all'ordine del
giorno dell'odierna Assemblea, per lasciare maggiore spazio agli interventi
degli azionisti
* * * *



Il Presidente passa alla trattazione dei punti all'ordine dei giorno.
PARTE ORDINARIA
<u>N. 1</u>
- BILANCIO DI ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2009 DELL'ENI
S.P.A.; BILANCIO CONSOLIDATO AL 31 DICEMBRE 2009; RE
LAZIONI DEGLI AMMINISTRATORI, DEL COLLEGIO SINDA
CALE E DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE
****
Il Presidente informa che, ai sensi della comunicazione Consob n.
96003558 del 18 aprile 1996, per la revisione del bilancio 2009 di Eni
S.p.A., la Società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. ha impiega-
to: a) 33.377 (trentatremilatrecentosettantasette) ore per un corrispettivo di
Euro 2.530.288 (duemilionicinquecentotrentamiladuecentoottantotto) per la
revisione del bilancio di esercizio, la relazione semestrale e le verifiche tri-
mestrali; b) 7.544 (settemilacinquecentoquarantaquattro) ore per un corri-
spettivo di Euro 556.722 (cinquecentocinquantaseimilasettecentoventidue)
per la revisione del bilancio consolidato e per le verifiche del Form 20 F
Inoltre il network PricewaterhouseCoopers, in relazione alla revisione
del bilancio 2009 di Eni S.p.A., ha svolto ulteriori attività per la certifica-
zione del sistema di controllo interno ai sensi della legislazione americana
(sezione 404 del SarbanesOxley Act), nonchè altre attività di revisione di-
sposte dalla normativa. Per tali incarichi i corrispettivi contabilizzati am-
montano a Euro 5.898.476 (cinquemilioniottocentonovantottomilaquattro-
centosettantasei) a fronte di 66.265 (sessantaseimiladuecentosessantacin-
que) ore impiegate, cui si aggiungono Euro 99.754 (novantanovemilasette-

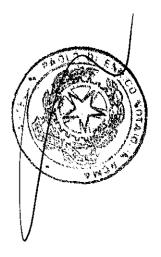
centocinquantaquattro) a fronte di 1.160 (millecentosessanta) ore per altre
attività connesse alla revisione
Quindi, complessivamente per la revisione del bilancio 2009 dell'Eni
S.p.A. sono stati contabilizzati corrispettivi per Euro 9.085.239 (novemilio-
niottantacinquemiladuecentotrentanove) a fronte di 108.346 (centoottomila-
trecentoquarantasei) ore impiegate
Il totale dei corrispettivi contabilizzati da Eni S.p.A., dalle imprese con-
trollate e dalle imprese a controllo congiunto al network Pricewaterhouse-
Coopers, ammonta a Euro 31.075.080 (trentunmilionisettantacinquemilaot-
tanta) a fronte di 383.321 (trecentoottantatremilatrecentoventuno) ore im-
piegate
****
Il Presidente invita l'Amministratore Delegato a dare lettura di una sinte-
si della lettera agli azionisti relativa al bilancio Eni del 2009, contenuta nel
fascicolo di bilancio
L'Amministratore Delegato dà lettura di una sintesi della lettera agli
azionisti
Durante la lettura vengono proiettate alcune diapositive sugli schermi
posti nella sala
*********
Il Presidente invita il Prof. UGO MARINELLI a riferire all'Assemblea,
ai sensi dell'art. 153 TUF, sull'attività di vigilanza svolta dal Collegio Sin-
dacale, sulle eventuali omissioni e sui fatti censurabili rilevati
UGO MARINELLI - Presidente del Collegio Sindacale
L'ottività avolta del Collegio Sindacale è contenuta nella Relazione denosi-



tata e resa pubblica nei termini anzidetti e alla quale si fa rinvio. Non sono
riportati nella Relazione fatti censurabili od omissioni. Pertanto il Collegio
Sindacale esprime parere favorevole all'approvazione del bilancio relativo
all'esercizio 2009 ed alle proposte di delibera.
****
Su invito del Presidente il Dott. PIERANGELO SCHIAVI della societa
PricewaterhouseCoopers dà lettura delle conclusioni della relazione della
Società di revisione sul bilancio di esercizio 2009 di Eni S.p.A
PIERANGELO SCHIAVI
L'attività svolta dalla Società di revisione è contenuta nella Relazione depo
sitata e resa pubblica nei termini anzidetti e alla quale si fa rinvio. Esprimia
mo un giudizio senza rilievi sul bilancio d'esercizio e sul bilancio consoli
dato di Eni S.p.A. al 31 dicembre 2009 in quanto sono conformi alle norme
che ne disciplinano i criteri di redazione e rappresentano in modo veritiero
corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del
l'esercizio. A nostro giudizio, inoltre, la Relazione sulla gestione è coerente
con il bilancio d'esercizio di Eni S.p.A. al 31 dicembre 2009.
****
Al termine il Presidente legge la proposta del Consiglio di amministra-
zione che è del seguente tenore:
"Signori Azionisti,
in relazione al punto 1 all'ordine del giorno, siete invitati ad approvare il bi
lancio di esercizio al 31 dicembre 2009 di Eni S.p.A. che chiude con l'utile
di 5.060.639.549,44 (cinquemiliardisessantamilioniseicentotrentanovemila-
cinquecentoquarantanove virgola quarantaquattro) Euro"

--- La relazione sulla gestione del Gruppo, il bilancio consolidato del Gruppo al 31 dicembre 2009, l'attestazione del management (a norma delle disposizioni dell'art. 154 - bis comma 5 del TUF), la relazione della Società di revisione al bilancio consolidato, la relazione sulla gestione al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009, il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009, le proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti, la relazione del Collegio Sindacale, l'attestazione del management (a norma delle disposizioni dell'art. 154 - bis comma 5 del TUF), la relazione della Società di revisione al bilancio di esercizio, gli allegati alle note del bilancio consolidato (imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni S.p.A. al 31 dicembre 2009 e variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio) e l'allegato alle note del bilancio di esercizio (notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni S.p.A. e corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione) si allegano in un unico fascicolo al presente verbale sotto la lettera "C". -----<u>N. 2</u> ----- ATTRIBUZIONE DELL'UTILE DI ESERCIZIO. ---------- Il Presidente legge la proposta del Consiglio di amministrazione che è del seguente tenore: -----"Signori Azionisti, ----in relazione ai risultati conseguiti, il Consiglio di amministrazione Vi propone di deliberare: -----

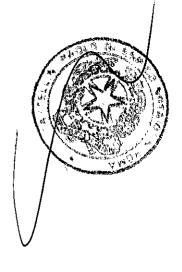
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 5.060.639.549,44 (cinquemiliardi-



sessantamilioniseicentotrentanovemilacinquecentoquarantanove virgola
quarantaquattro) Euro, che residua in 3.249.436.231,44 (tremiliardiduecen-
toquarantanovemilioniquattrocentotrentaseimiladuecentotrentuno virgola
quarantaquattro) Euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo del-
l'esercizio 2009 di 0,50 (zero virgola cinquanta) Euro per azione deliberato
dal Consiglio di amministrazione il 10 settembre 2009 e messo in pagamen
to il 24 settembre 2009 come segue:
agli azionisti a titolo di dividendo 0,50 (zero virgola cinquanta) Euro
per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco
cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'ac-
conto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 (zero virgola cinquanta) Eu-
ro; il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2009 ammonta perciò
a 1,00 (uno virgola zero zero) Euro;
alla Riserva disponibile l'importo che residua dopo l'attribuzione propo-
sta del dividendo;
- il pagamento del saldo dividendo 2009 a partire dal 27 maggio 2010, con
stacco fissato al 24 maggio 2010"
<u>N. 3</u>
CONFERIMENTO DELL'INCARICO DI REVISIONE CONTABILE
2010 - 2018
******
Il Presidente comunica che con l'odierna Assemblea scade l'incarico di
revisione contabile conferito alla PricewaterhouseCoopers dall'Assemblea
degli azionisti il 28 maggio 2004 per il triennio 2004 - 2006 e prorogato per

il triennio 2007 - 2009 dall'Assemblea degli azionisti del 24 maggio 2007. -

La proposta di conferimento degli incarichi di revisione contabile (ora
revisione legale dei conti ai sensi del D. Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39) è, per
legge, di competenza del Collegio Sindacale. Dà quindi la parola al Presi-
dente del Collegio Sindacale per la proposta di conferimento dell'incarico di
revisione contabile del bilancio di Eni S.p.A. per gli esercizi 2010 - 2018
UGO MARINELLI - Presidente del Collegio Sindacale
La proposta del Collegio Sindacale è di conferire l'incarico di revisione le-
gale dei conti di Eni S.p.A. per gli esercizi 2010-2018 alla società Reconta
Ernst & Young. La proposta è illustrata in dettaglio nella documentazione
depositata e resa pubblica alla quale si fa rinvio
****
La predetta proposta del Collegio Sindacale si allega al presente verbale
sotto la lettera "D"
*****
Il Presidente legge la seguente proposta:
"Signori Azionisti,
siete invitati ad approvare il conferimento dell'incarico di revisione contabi-
le oggi revisione legale dei conti del bilancio di Eni S.p.A. per gli esercizi
2010 - 2018 secondo i termini e le modalità proposti dal Collegio Sindaca-
le"
******
Il Presidente apre la discussione sui punti all'ordine del giorno della par-
te ordinaria e ricorda che ciascun azionista avrà a disposizione complessiva-
mente 15 (quindici) minuti consecutivi per effettuare l'intervento.
Il Dunistanto informo cho si cono iggritti a parlare alcuni azionisti ai quali



dà la parola secondo l'ordine di iscrizione
Prendono la parola:
FABIO COMIS
Rappresento per delega 150 azioni
Sono un ex dipendente del gruppo Eni, lavoravo in SofidSim ora EUNICE
SIM che nel 2006 l'Eni ha venduto al Gruppo Delta, il cui azionista rilevan-
te era ed è la Cassa di Risparmio di San Marino
In occasione della cessione azionaria l'Eni ha venduto la società con 19 ri-
sorse umane sulle 37 al tempo in forza. La scelta, ci fu spiegato, fu orientata
sulle risorse più competenti ed esperte (con anzianità Eni anche di 20 anni!)
e in grado di garantire all'acquirente la continuità aziendale
A latere del contratto di cessione, l'Eni firmò un accordo nel quale si impe-
gnava alla soluzione di problemi emergenti che, nel nuovo assetto societa-
rio, avessero determinato riflessi sui livelli occupazionali dei lavoratori ce-
duti
Il Gruppo Delta oggi si trova al centro di una complessa vicenda, nota a
molti, legata a fatti di riciclaggio e di autorizzazioni all'esercizio dell'attività
bancaria concesse da Banca d'Italia a soggetti sanmarinesi
Ora, come leggiamo anche nella relazione al bilancio 2009, "le persone che
operano nel sistema Eni costituiscono un patrimonio da salvaguardare e va-
lorizzare con attenti percorsi di crescita manageriale e professionale. La va-
lutazione e lo sviluppo delle risorse umane, la definizione di percorsi for-
mativi mirati al ruolo e alla persona, insieme al rispetto di valori etici comu-
ni, costituiscono fattori chiave per la creazione di valore sostenibile nel
tempo."

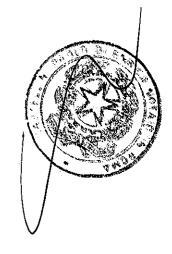
Tutto ciò io e i miei colleghi lo abbiamo potuto verificare nel corso della nostra esperienza: l'Eni su di noi ha investito, formandoci e sviluppando le nostre capacità. Ribadisco che l'esperienza di ognuno di noi in Eni è stata di almeno dieci anni. -----Ora ci si chiede: -----1. Quando l'Eni si trova a dover dismettere delle attività, perché non cerca soluzioni che consentono di trattenere al proprio interno le risorse sulle quali ha tanto investito e che nei processi di valutazione del potenziale risultano di elevato standing? -----2. Oggi che il Gruppo Delta è in liquidazione e che gli ex dipendenti ceduti stanno per essere licenziati, che cosa fa l'Eni per tener fede agli accordi conclusi all'epoca della cessione e pertanto cercare eventuali soluzioni che salvaguardino l'occupazione e le professionalità sulle quali ha investito? ------PIETRO GIULIO SCARABINO. Con le mie poche azioni voterò a favore del bilancio non perché lo condivida ma perché, sistematicamente, ormai i bilanci societari sono bilanci virtuali, non reali. Sono come un certo strumento musicale, si possono stendere e ritrarre secondo il piacere del momento: mi riferisco alla fisarmonica. Una volta, alle università si insegnava Economia Politica, l'economia fatta dalla politica, oggi si insegna Economia Finanziaria, economia fatta dalla

finanza. L'unico vero bilancio reale è quello della vecchia nota di prima cas-

sa, di memoria tanto cara alla massaia, in cui le finche sono tre: entrate,

uscite e saldo. E, solo se il saldo è positivo, il bilancio della massaia sarà at-

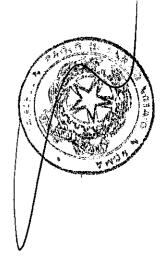
tivo, se il saldo è negativo, il bilancio della massaia sarà passivo. Riportan-



do qualsiasi bilancio societario nel vecchio sistema della prima nota di cassa, non credo che la massaia capirebbe come ci possa essere profitto di fronte a un forte indebitamento. L'adesione al bilancio tuttavia non può esimere dal cercare una maggiore comprensione del bilancio stesso. In tale quadro, mi sono permesso di anticipare alla Società alcuni quesiti che, ritengo, possano avere influenza sul bilancio e dei quali chiedo notizie, non per critica ma semplicemente per una migliore comprensione. -----Per regolarità della verbalizzazione assembleare, replico la richiesta di notizie che ho già avanzato agli atti della Società. -----Chiedo di sapere: ------ qual è stato il seguito del lodo definito con la FINTERMICA S.p.A. e il - lo stato dell'appello proposto dalla Società avverso la sentenza del Tribunale di Torino che ha condannato SYNDIAL al pagamento di una rilevantissima somma in favore del Ministero dell'Ambiente per danno ambientale; - lo stato del contenzioso amministrativo in ordine ai limiti e all'estensione di una bonifica dei sedimenti nel Lago Maggiore ed altre aree; ------ quale risposta si ritiene di dare alle domande mosse dalla Fondazione culturale Responsabilità Etica di Padova in ordine allo studio sulla struttura societaria ed operazione Eni all'estero; ------ quali sono le determinazioni che la Società ha ritenuto di adottare sulla non fatturabilità delle spese di spedizione delle bollette di consumo, a seguito del provvedimento dell'Autorità Garante della Concorrenza del Mercato del 19 febbraio 2009 n. 19543; ------ quali sono le determinazioni della Società a seguito del provvedimento,



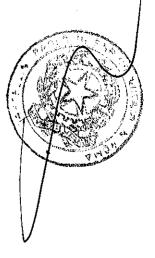
sempre dell'Autorità Garante della Concorrenza del Mercato, del 1 luglio 2009 n. 2008, relativo alla pratica commerciale scorretta della campagna pubblicitaria sull'offerta "10conte"; ------ quali sono le determinazioni della Società a seguito del provvedimento dell'Autorità Garante della Concorrenza del Mercato del 3 dicembre 2008 n. 19232 in ordine alla fatturazione presuntiva e stimata dei consumi; ------ quale risposta la Società intende dare al portavoce della Gazprom, Stanislav Tsigankov, il quale ha recentemente accusato la Società di bloccare i lavori per la costruzione del tratto subacqueo del gasdotto NORD STREAM; ------ se la Società intende raccogliere l'invito di alcuni esponenti governativi nazionali di diventare partner del secondo consorzio, dopo quello EDF Enel, candidato a realizzare quattro centrali con tecnologia Areva; ------ quale sia lo stato dell'istruttoria che l'Autorità Garante della Concorrenza del Mercato ha avviato nei confronti di tutte le principali compagnie petrolifere che operano in Italia, per possibile intesa restrittiva della concorrenza nella vendita al consumo dei prodotti petroliferi; ------ quale sia lo stato delle negoziazioni per lo sviluppo della terza fase del giacimento Darkhovin, in Iran. -----PIERGIORGIO BERTANI. Vorrei concentrare il mio intervento su di un unico punto, con un'annotazione di passaggio e una domanda telegrafica. -----L'annotazione riguarda la data dell'Assemblea. Anche quest'anno coincidono le assemblee, nello stesso giorno, delle due più grosse società gestite dallo Stato: Eni ed Enel. -----



C'è la foglia di fico che l'Enel si riunisce il pomeriggio, ma viste le durate
medie delle assemblee ciò evidentemente non risolve il problema e impedi-
sce ai piccoli azionisti che lo desiderano di essere presenti ad entrambe le
assemblee
Mi auguro che ciò avvenga per l'ultima volta, francamente, anche perché
dall'anno prossimo credo che i tempi si dilatino quindi non ci dovrebbero
essere più problemi. Con le divisioni corazzate di esperti amministrativi
contabili che una società come l'Eni si ritrova, francamente, che non si rie-
sca a mettersi d'accordo per due giorni diversi è inaccettabile e stigmatizza-
bile
La domanda telegrafica, che rivolgo, riguarda una notizia che ho sentito ieri
o stamattina addirittura, e che riguarda la decisione, che la nostra Società
avrebbe preso, di lasciare in tempi definiti abbastanza brevi ogni attività
economico-commerciale in Iran.
La domanda è: si tratta di una decisione imposta dalla politica o è una deci-
sione che il Consiglio di amministrazione ha preso analizzando i pro e i
contro economici della situazione?
Mi rendo conto che la domanda può essere ritenuta ingenua, ma siccome
nel simpatico documentario all'inizio è ripetuto che l'Eni siamo noi, forse è
anche giusto che abbiamo una risposta in merito
Vengo al punto che mi interessa e che sarà l'unico punto, a parte questa do-
manda, del mio intervento.
È un unico punto perché si vuole, attraverso questa unicità, sottolinearne
l'importanza e riuscire a focalizzare meglio il tema
Si tratta di qualche cosa che, a mio giudizio, riguarda la fisionomia e la ge-



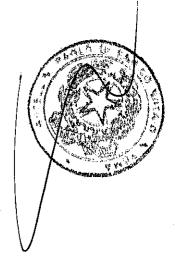
stione, non solo della nostra Società ma anche l'immagine economica del nostro Paese e, più ancora, direi l'immagine che del nostro Paese può farsi la comunità economico-finanziaria internazionale, con ripercussioni anche eventuali per quanto riguarda un up-rating del nostro Paese. Stranamente, devo dire, che la cosa è passata quasi inosservata benché io ritenga che si tratti di un problema enorme, macroscopico; se ne è parlato molto poco con l'eccezione, per quanto ho potuto valutare io, di Milano Finanza, con un articolo di Paolo Panerai e di un breve articolo sul Sole 24 Ore. --Siccome so che ci sono molti giornalisti presenti, vorrei pregare la loro cortesia, se lo ritengono significativo, di dare rilievo a quello che sto per dire, perché è fondamentale. Voi siete presenti qui durante tutta l'Assemblea poi, in genere, quando si va a leggere i giornali, si scopre che viene riferito solo ciò che emerge dalla conference call del management della Società senza dare nessun rilievo a quello che è l'andamento dell'Assemblea durante la giornata. È una preghiera, perché mi sembra, ripeto, che la funzione della stampa è, come tutti sappiamo, una funzione fondamentale. L'Eni, così come alcune altre grosse società (penso all'Enel, a Finmeccanica, alle Poste e a qualche altra), fa parte del gruppo di aziende che è gestita e guidata dalla mano pubblica, dallo Stato, tramite il Ministero del Tesoro, così come, fino a ieri è stato per quanto riguarda l'Alitalia. Bene, anzi male. Proprio con la liquidazione dell'Alitalia si è creato un grave vulnus che potrebbe avere ripercussioni negative anche sull'Eni. ------Ipotesi del terzo tipo naturalmente. L'Eni è un'azienda che va bene, è una grossa società che rispecchia e rappresenta il nostro Paese. Però, visti i tempi che corrono, viste le batoste che si abbattono anche su interi Stati - vedi



la Grecia, vedi la Spagna, vedi il Portogallo e si parla anche dell'Italia - facciamo un'ipotesi del terzo tipo, che l'Eni si trovi in difficoltà. Facciamo le corna, quod Deus avertat, come dicevano gli antichi. ------In questo caso, è chiaro, che gli azionisti non hanno nulla da pretendere perché sono azionisti quindi si fanno carico di un rischio calcolato, ma il problema potrebbe esistere per l'indebitamento dell'Eni per quanto riguarda le obbligazioni. Ecco il punto che volevo sottolineare. -----Che cosa accadrebbe per quanto riguarda gli obbligazionisti Eni? -----Si potrebbe ripetere quell'autentico furto che lo Stato ha perpetrato nei confronti degli obbligazionisti Alitalia che hanno prestato i soldi alla compagnia di bandiera gestita dallo Stato, con lo Stato che approva i bilanci, con lo Stato che approva il programma di sviluppo economico della Società e poi si permette di derubare coloro che hanno dato fiducia allo Stato restituendo, sì e no, il 50% di quanto è stato dato allo Stato? ----Questo è un precedente gravissimo, di cui non si parla, ma che evidentemente potrebbe indurre domani anche le società di rating a rivedere la valutazione dell'affidabilità del nostro Paese e di società, anche come la nostra, che pure hanno un ruolo di primissimo piano. -----Questo è il punto che vorrei sottolineare e su cui chiedo al Presidente e all'Amministratore Delegato una parola chiara perché c'è un articolo preciso del codice civile, il 2497 se non sbaglio, che parla esplicitamente della responsabilità nei confronti dei soci da parte dell'azionista di riferimento "...per il pregiudizio arrecato alla redditività ed al valore della partecipazio-

C'è una cosa gravissima che va sottolineata, su cui occorre focalizzarci. Ne-

gli scorsi mesi il Consiglio dei Ministri, la massima autorità che rappresenta il nostro Paese, ha deliberato (a cose fatte, tra l'altro a posteriori) che questo articolo non è applicabile allo Stato, lo Stato non è chiamato a rispondere se le società che gestisce, di cui è responsabile, vanno a finire male, quindi, non c'è più questa garanzia che il Codice Civile, invece, ha giustamente preteso nei confronti di quello che è l'azionista di riferimento. -----Ho qui sott'occhio questo articolo del Sole 24 Ore, quindi non di un giornale sovversivo ma dell'organo ufficiale della Confindustria, che richiama proprio questo pericolo. "Lo Stato imprenditore muore per decreto", dice questo articolo, "lo Stato, tecnicamente, diviene irresponsabile per come gestisce i suoi asset societari". Naturalmente, ricorda le società che sono sotto il controllo dello Stato e dice che in questo caso lo Stato potrebbe, in teoria, decidere di dirottare quelli che sono gli utili, cioè di gestire in maniera impropria i risultati aziendali di una società come la nostra senza che nessuno possa aver nulla da dire. -----L'articolo del Sole 24 Ore - naturalmente lo riferisco solo a titolo scherzoso - dice esattamente: "Caligola potrà-impunemente nominare amministratore delegato anche un cavallo e farla franca". Non me ne voglia l'Amministratore Delegato, naturalmente è una battuta, però vuole, attraverso una battuta, richiamare quello che è un problema gravissimo: cioè l'Eni ha, evidentemente, un grosso indebitamento finanziario. -----Domani, in un marasma economico come questo, dove vediamo declassare il rating degli Stati dove sempre più insistentemente si parla anche di una crisi prossima ventura del nostro Paese, dove economisti come Attali (stamattina stessa sentivo sulla rassegna stampa) predicono che l'anno prossimo



l'Euro sparirà e si ritornerà nel caos delle monete nazionali: in tutto questo
contesto cosa succede se lo Stato non sa neanche prendersi la responsabilità
delle società che gestisce?
È importante, nell'interesse non solo dei nostri azionisti ma nell'interesse di
tutti, che venga, da parte del management che rappresenta e che è nominato
dallo Stato, una risposta chiara a questo quesito
Vi ringrazio in anticipo
** * * * * ******
Alle ore 11,05 esce il Consigliere MARIO RESCA
*****
MAURO FERRUCCIO
Signor Presidente, signor Amministratore Delegato, credo di ricordare che
l'Eni (oppure la Snam o entrambi, non ricordo bene) hanno dovuto subire,
in passato, recentemente, una norma che impone di privatizzare la rete dei
gasdotti
Secondo me la privatizzazione di un bene o servizio, che è un monopolio di
fatto, non risponde alle leggi dell'economia e forse nemmeno alla Costitu-
zione,
Vorrei sapere la vostra opinione su questa mia affermazione, su questo mio
parere e vorrei sapere se gli azionisti ne hanno sofferto
A proposito della privatizzazione dei monopoli di fatto - lo sono anche le
ferrovie, la rete elettrica, la rete degli uffici postali (quest'ultima, sembra a
molti cittadini, sia giunta alla paralisi) - vorrei sapere se anche l'Eni ha diffi-
coltà a spedire e ricevere lettere, bollette e fatture di privati (io, è da un me-
se che non ricevo più posta). Questo era un punto di natura generale

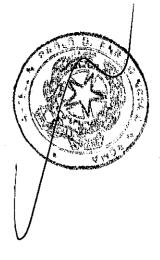
Poi c'è un punto specifico che riguarda i pensionati dell'Eni attuali, come lo sono io, oppure futuri. Ho notato che per l'accesso nei normali giorni lavorativi agli uffici attigui a questo salone dove si tiene questa Assemblea, i dipendenti andati in pensione, quindi dopo molti decenni di servizio - perché per andare in pensione bisogna avere qualche anno di servizio, io ne ho avuti 54 in varia forma - sono costretti a procedure umilianti disposte dai servizi locali di sicurezza, cioè dai servizi di sicurezza degli uffici attigui a Credo che l'azienda dovrebbe avere più fiducia in chi è stato conosciuto dall'azienda stessa da tanto tempo, dovrebbe essere riservata più fiducia a costoro che non a dipendenti che sono in servizio da poco. -----Tra l'altro, la procedura umiliante di cui parlo consiste in un accompagno in giro per gli uffici per poter incontrare un ex collega oppure fare una visita o chiedere informazioni ad un ufficio. Trovo umiliante che un dipendente, il giorno dopo che va in pensione, debba essere accompagnato da un pivello (scusate l'espressione) per accedere agli uffici. -----Vorrei chiedere al Presidente e all'Amministratore Delegato se sono a conoscenza di questa stranezza che è locale, e se pensano di potervi porre rimedio, per esempio, adottando la stessa procedura seguita nel palazzo Eni di piazza Enrico Mattei, perché lì la procedura è meno umiliante: c'è un foglio di carta che si firma e non c'è l'accompagno come se uno fosse in libertà vigilata. Grazie per l'attenzione. ------Premetto che se per effetto della contemporaneità dell'Assemblea Enel io non fossi in grado di ascoltare le repliche, le risposte, avrò interesse a leggerle poi sul verbale. -----



ster

Rimarrò fino a mezz'ora prima che cominci l'Assemblea dell'Encl. ------LUCIO LA VERDE. -----Gentili signore e signori, ancora una volta ci rivediamo. Come avevo già premesso l'anno scorso, mi considero pensionato non tanto e non solo dell'Eni quanto come azionista Eni data l'inanità di ogni qualsivoglia atteggiamento o richiesta degli azionisti, in particolare piccoli azionisti nei confronti dell'Eni. Prima di tutto, devo unirmi ai rilievi che hanno fatto i soci che mi hanno preceduto sul discorso dell'addensarsi delle assemblee delle principali aziende energetiche nazionali: Eni, Enel e ci metto anche l'Acea, nello stesso giorno, di norma fine aprile; non può essere un caso, né una necessità derivante dai tempi tecnici, per gli adempimenti assembleari - come mi hanno detto educatamente all'Enel. -----Nel caso dell'Eni poi - ed è questo un caso che va sottolineato positivamente - la trimestrale viene presentata in anticipo sulla data di svolgimento dell'Assemblea. C'è un così grande rispetto per gli azionisti da parte delle grandi società italiane che una delle più grandi banche italiane fa l'Assemblea e non presenta la trimestrale, con la scusa che ancora non erano pronti i dati. Sono cose che ai miei tempi si pigliava la mazza ferrata per discutere. Si chiede pertanto che Eni, Enel ed Acea si coordinino in modo tale da consentire agli azionisti di esercitare il loro diritto di partecipazione, né può essere di ostacolo la preoccupazione di evitare i singoli episodi di filibustering in quanto, come comprovato dalle ultime assemblee Eni e Enel, i protagonisti di tali episodi sembrano avere trovato - anche qui mi ripeto - nelle pagine delle relazioni di bilancio il riscontro che si attendevano. Altrimenti

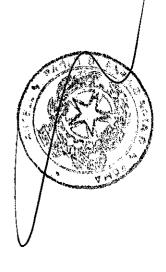
avrebbero continuato a venire alle assemblee. -----Non intendo affrontare la scalata delle 370 pagine della relazione che siamo chiamati ad approvare. Mi limiterò a formulare alcune domande, il senso delle quali viene chiarito da una preliminare osservazione sulla ripartizione azionaria del capitale dell'Eni, aspetto qualificante di quella che viene considerata la carta d'identità di una impresa e di come detta ripartizione si sia venuta modificando. -----Ad oggi, il 56,09% del capitale è nelle mani di azionisti italiani. Se aggiungiamo il 9,56% di azioni proprie arriviamo al 66,65% del quale il 33,3% è nelle mani del Ministero dell'Economia. Nell'attuale contesto politico - e non solo nell'attuale - tale quota non determina certo un aumento dell'autonomia decisionale dell'Eni, con i riflessi ovviamente sul titolo azionario. ---Chi fa "assumere" alle posizioni di vertice i sia pur degni signori che siedono dalla parte giusta del tavolo? -----L'Assemblea degli azionisti o il rappresentante del Ministero dell'Econo-E può una impresa con tale caratteristica essere classificata tra le s.p.a. del settore privato o è un qualcosa di diverso? -----Uno dei tanti Minotauri che hanno scorrazzato e scorrazzano nei recinti dell'economia italiana. -----Se, ad esempio, prendiamo a raffronto l'anno 2003, possiamo osservare che la quota delle azioni proprie è aumentata di circa quattro punti, non consentendo più altre operazioni a sostegno del titolo, ma quel che è più interessante e forse anche preoccupante, è che la percentuale degli Azionisti italiani è diminuita di oltre 6 punti. Un forte disinvestimento dal titolo Eni si è



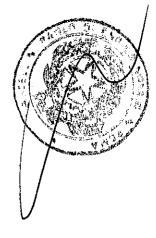
avuto anche da parte di quelli che vengono detti "Altri Stati Unione Europea", in sostanza a livello europeo, la quota di essi è scesa dal 17,37% al 13,08%. Senza dilungarmi in altre considerazioni (i raffronti possono essere fatti a pagina 65 della Relazione 2003 e a pag. 102 di quella del 2009), si evidenzia una fuga dal titolo Eni sia in Italia, sia in Europa. ------Domando quali siano le ragioni di tale fenomeno. Osservo, per inciso, che al 2003 gli azionisti Eni assommavano a 418.208; nella relazione 2009, salvo un mio colpo di cecità, tale cifra è scomparsa. Si chiede anche di sapere se gli azionisti siano di più o di meno. -----Andamento del titolo. Anche se non sono iscritto e non ho intenzione di iscrivermi mai al partito del "creare valore per gli azionisti" (l'Amministratore Delegato nella sua relazione l'ha citato 3-4 volte: basta una, oltretutto che sia reale, e reale non è, allora basta nessuna), sono convinto, come sono, che un'impresa vada giudicata in base al contributo che in termini reali fornisce al contenimento dei prezzi, al sostegno dell'occupazione, al rafforzamento dell'apparato industriale del Paese - come si diceva ai miei tempi. -Non vi è dubbio che la quotazione azionaria di una impresa sia un indicatore rappresentativo dello stato di salute della stessa. Prendiamo la quotazione dell'Eni al 23 aprile 2010. Era pari a Euro 17,67, con un incremento, rispetto ad un anno prima, del 18%. Per evitare polemiche ho ripreso questi dati dal Il Sole 24 Ore del 24 aprile ultimo scorso. -----Ho confrontato tale andamento con quello di altre 10 compagnie petrolifere. Di queste ben sette hanno avuto recuperi molto più consistenti del titolo Eni, con una media di incremento del 34% rispetto al 18% dell'Eni. Per quanto riguarda la Borsa italiana, Eni e FTSE da inizio anno presentano una



perdita di circa l'1%, mentre il settore energetico nazionale ha guadagnato quasi 2 punti e si potrebbe continuare con altri indicatori. -----Non sono bastate le notizie della trimestrale, che Il Sole 24 Ore si premura di indicare con una accoglienza positiva dello 0,91%, con il FTSE peraltro in crescita dello 0,55%, e quindi con un exploit dello 0,36%. -----Poi qualcuno più diligente si è accorto che mentre nel piano strategico 2009-2012 la crescita della produzione media annua di idrocarburi era indicata al 3,5%, nel piano successivo tale incremento scendeva al 2,5%. ------Domando, se tali calcoli sono esatti, quali sono a parere del top management le ragioni di tale distacco dagli altri operatori del settore? -----Un punto sul gas naturale. La relazione riporta un esauriente quadro della situazione di mercato, della flessione dei consumi, dell'incidenza delle clausole take or pay e non si nasconde il rischio di impatti negativi sui conti. Già nel 2008 si è verificata una drastica riduzione dell'utile operativo, oltre il 20%. A pagina 67 sono riportate alcune misure di performance del settore Gas & Power anche al fine di "consentire agli analisti e investitori di apprezzare meglio" dette performance rispetto alle altre utilities europee. A questo proposito osservo che il primo distinguo da fare sarebbe però quello tra utilities integrate in un gruppo energetico e utilities che comprano i prodotti energetici sul mercato. ------Ciò premesso e ai fini di una valutazione delle performance, domando quale sia il rapporto tra debiti e EBITDA per gli ultimi tre anni, al fine di avere un quadro più completo del trend e avere quindi una valutazione realistica della sua evoluzione. -----Tenuti nella debita considerazione i vincoli derivanti dalla regolamentazio-



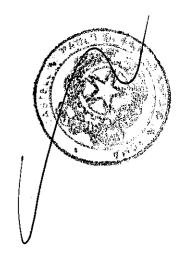
ne del settore del gas, domando se l'Eni non intenda introdurre tra quelle che, in modo criptico, sono indicate (pagina 3) come "formule di pricing innovative" una significativa ed esplicita riduzione del prezzo di vendita con meccanismi che prevedano un risparmio in bolletta per il consumatore finale e non invece un recupero di profittabilità dei grandi distributori. ------Passando alla diminuzione dei ricavi sul mercato italiano evidenzio che i ricavi complessivi del 2009 sono stati inferiori non solo a quelli dell'anno precedente ma anche al 2007. La quota dei ricavi è di oltre il 9% in diminuzione, qualsiasi sia il livello dei ricavi totali. È evidente che questo è un fattore di appesantimento del titolo, ma fa sorgere seri dubbi sulla validità dell'organizzazione commerciale del gruppo Eni. -----Non per fare della facile demagogia ma non risultano foto di nessuno del top management con la pistola del carburante in mano. Come Accorinti potrà testimoniare, Mattei verificava se la pistola fosse perfettamente funzio-Non voglio ritornare sulla questione del prezzo dei carburanti, delle variazioni del prezzo, delle scortesi lettere che il Presidente dell'Unione Petrolifera, ex Agip Petroli, indirizza a quanti si permettono di sollevare dubbi sulla trasparenza nella fissazione dei prezzi. -----Il fatto è che l'Eni, come impresa leader nel mercato petrolifero nazionale. nulla fa per un contenimento dei prezzi e, almeno, per una maggiore trasparenza degli stessi. -----È dai convegni di Stresa dell'Aci che si parla e si scrive della riduzione e realizzazione della rete di distribuzione dei carburanti e invece cosa si veDalla relazione si evince che l'Eni ha dato il proprio contributo a questa riduzione con un incremento di ben 65 punti di vendita. Quanto alla qualificazione dei carburanti osservo che le vendite di Blu Diesel e Blu Diesel Tech sono solo il 10,5% del gasolio commercializzato su rete. Ho dato anch'io un contributo all'iniziativa You and Agip, sapete qual è stato il risultato? Che due giorni prima della scadenza, la macchinetta ha incorporato, annullandolo, il punteggio Blu Diesel da me pazientemente accumulato su è giù per le montagne del Trentino e qualche volta a Roma. -----Rimango fiducioso nell'iniziativa You and Eni, osservando, ancora una volta che il cliente si fidelizza con servizi efficienti e con una politica di prezzi, non con le perline luccicanti. -----Circa le modifiche da apportare allo statuto, di cui alla parte straordinaria, e con riferimento all'andamento del titolo ed entità del dividendo che non presentano elementi di soddisfazione per l'azionista, osservo che chi fa il "cassettista", magari contando sul dividendo, contribuisce ovviamente alla tenuta se non al rialzo del titolo. Di ciò beneficiano tutti gli azionisti inclusi i detentori di stock options. L'articolo 127-quater del D.Lgs. n. 27 del 2010 prevede, come è noto, un dividendo maggiorato per quelle azioni detenute dallo stesso azionista almeno per un anno. Domando, tenuto conto che quanto previsto dall'articolo 127-quater è una facoltà e non un obbligo, se l'Eni ha in programma di erogare detto premio di fedeltà. -----Un'ultima osservazione riguarda la mostra e il rebranding del cane a sei zampe. Sulla mostra, con nomi in ditta come Accorinti e Pirani è quasi un dovere dire nisi bonum. Se poi posso esprimere un'opinione non richiesta, vorrei osservare che non si è capito se il focus della mostra fosse il cane a



sei zampe o l'Eni o il rinnovato rapporto tra i due. -----Mi rendo conto come non sia facile attribuire al cane un padrone nuovo, l'Eni al posto di quello vecchio e cioè l'Agip. Oltretutto allora c'erano anche molti altri parenti. Credo sia stato per questo che è stato usato il termine di rebranding. Ve lo immaginate Mattei che chiama Accorinti e gli intima: "E poi mi organizzi un briefing per il rebranding del cane, con tutti i writers, gli organizers, i visualizers dell'Agency.....". -----La mostra è stata visitata da un pubblico numeroso, attento e partecipe; peccato che almeno negli ultimi giorni non fosse disponibile alcun volantino illustrativo. Non ho capito se il focus era sul cane o sull'Eni, salvo errori non ho visto il testo della Legge istitutiva del febbraio '53 né della trasformazione in società per azioni, così come si sarebbe potuto esporre la copertina con il nuovo logo accanto alle copertine con il vecchio glorioso Eni, con "ENI" maiuscolo. Non credo che tali dimenticanze siano dovute al fatto che nella definizione dell'Eni holding, come veniva chiamata non sempre con sentimenti di rispetto nelle società operative, c'era sempre il problema di mascherare la parola ente, ente di gestione, che si temeva richiamasse organismi di autarchica e burocratica memoria. -----GIUSEPPE CHIANESE. ----Io sono il legale rappresentante dell'azionista Fondo Pensione Pegaso. -----Il mio intervento è solo una testimonianza della presenza del Fondo Pensione Pegaso. Si tratta di un Fondo Pensione complementare per i lavoratori che appartengono alle imprese associate a Federutility, all'INFIDA e a UNIEM. Sono aziende che applicano il Contratto Collettivo di Lavoro per il settore elettrico e per il settore gas acqua. -----

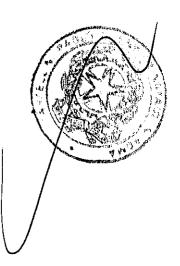
stazioni previdenziali complementari al sistema obbligatorio pubblico, al fine di assicurare i più elevati livelli di copertura previdenziale. Il Fondo Pensione Pegaso opera in regime di contribuzione definita ed è gestito secondo il sistema finanziario a capitalizzazione individuale: cioè per ogni socio lavoratore è istituita una propria posizione previdenziale. L'entità di tale prestazione è commisurata ai contributi versati e ai rendimenti realizzati con la gestione delle risorse. Alla data del 31 dicembre 2009, gli iscritti al Fondo sono 30.335, dipendenti di circa 560 aziende. Il patrimonio gestito supera i 330 milioni di Euro, ripartito tra quattro comparti di investimento. Le risorse sono gestite per il tramite di gestori finanziari che hanno il compito di perseguire l'indirizzo strategico della allocazione delle risorse definite dal Consiglio di amministrazione del Fondo. --La presenza di Pegaso a questa Assemblea vuole essere una testimonianza della partecipazione tra gli investitori istituzionali di un soggetto che risponde a un bisogno sociale fondamentale quale è la sostenibilità del reddito nel periodo di quiescenza dei lavoratori. La protezione del patrimonio gestito e la finalità principale della gestione, la ricerca di un rendimento sostenibile è un obiettivo di lungo periodo. Il futuro previdenziale dei pensionati di domani può essere migliore anche grazie agli atteggiamenti virtuosi delle imprese sui temi ambientali e all'apporto che le stesse riusciranno ad assicurare al sistema Paese in termini di produzione della ricchezza nazionale. In questa fase Pegaso è al 10° anno di attività. Il Fondo quindi vuole solo evidenziare la sua presenza tra gli stakeholders, nella speranza che sempre di più la missione dei fondi pensione possa essere tenuta nella giusta conside-

Lo scopo del Fondo è quello di garantire agli associati, aventi diritto, pre-



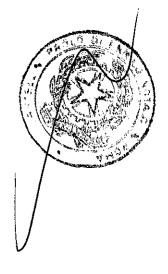
razione nelle scelte di politica industriale e finanziaria del sistema economi-
co produttivo italiano. Pegaso assumerà una posizione neutrale sugli argo-
menti posti all'ordine del giorno astenendosi dalla votazione
DANIELA AMBRUZZI
Sarò volutamente semplice e breve. Mi rappresento e rappresento anche
molte altre persone in pectore. Faccio una richiesta per quanto riguarda la
pubblicità. Domando perché l'Eni, che è una azienda importante e molto ar-
ticolata, abbia bisogno ultimamente di diffondere tutta questa grande pub-
blicità sotto vari aspetti: mostre e altre pubblicità varia da tutte le parti, in
un momento di economia di spesa. Per quanto riguarda la mia richiesta, vi-
sto che ho sentito con piacere che il bilancio sarà messo a disposizione per
via telematica-informatica, suggerirei di farlo anche per facilitare la lettura
ai piccoli azionisti. Data la mia esperienza sia societaria che di procedure
concorsuali, ho visto che gli indici di bilancio sono a tal fine molto efficaci;
essi se fatti in modo corretto e serio consentono ai piccoli azionisti di cono-
scere l'andamento della società
CLAUDIO CECCARELLI
Buon giorno signori azionisti buon giorno al Consiglio di amministrazione.
Volevo solo rimarcare che i dati di bilancio saranno pure importanti, ma ciò
che manca in questa visione dell'azienda è il vero core business cioè i clien-
ti e vi spiego il perché
Sono un cliente ItalGas. Quando ho cambiato banca, mentre le altre aziende
hanno automaticamente cambiato il RID, con Eni non solo non me lo hanno
cambiato ma ho dovuto perdere notevole tempo. Ho chiamato il Numero
Verde e, molto scortesemente, mi hanno detto che non era possibile e che

dovevo pagare tramite bonifico. Ho pagato tramite bonifico e invece mi è arrivato a casa l'avviso di mancato pagamento. Ho dovuto rimandare tramite fax il bonifico e solo dopo mi è stato abbonato il pagamento. -----Quindi ciò che chiedo è maggiore rispetto per gli utenti perché il vero core business di tutte le società non è il petrolio ma sono i clienti. Possiamo produrre pure il migliore petrolio del mondo ma se perdiamo clienti con il petrolio non ci facciamo niente, perché il petrolio deve essere venduto per produrre ricavi. Per adesso l'Eni sta in una posizione di monopolio, ma se davvero si apre il mercato sono il primo a cambiare operatore di riferimento perché non mi sento tutelato e seguito da Eni. -----Anche come azionisti non siamo molto seguiti. -----L'Amministratore Delegato Paolo Scaroni diceva che c'è molta attenzione per gli azionisti, ma non è vero perché l'anno scorso all'Assemblea del 29 aprile parlai direttamente con lui e gli chiesi perché non c'erano mai risposte alle domande di curriculum vitae che avevo inviato in precedenza all'Eni. Disse: "Non si preoccupi, mandi la richiesta alla dottoressa Pamela Chiari e avrà risposta". A tutt'oggi (io l'ho mandata l'11 maggio 2009) non ho avuto nessuna risposta e neanche mia sorella. -----Non è solo il mio caso ma anche quello di giovani universitari che mandano curriculum; anche in caso di risposta negativa vorrebbero avere un riscontro perché il riscontro dà perlomeno un segno di attenzione verso gli utenti, verso futuri clienti. Anche da queste piccole cose si vede l'attenzione dell'azienda verso il cliente. -----Questa è la prima cosa che occorre mettere a fuoco in ogni azienda perché senza clienti o perdendo clienti, l'azienda non è buona né florida, anche se i



dati di bilancio dimostrano che essa produce utili; in futuro se non acquisisce nuovi clienti - anzi li perde - sarà destinata perlomeno ad andare in perdita se non a fallire nel lungo periodo. -----LUIGI CHIURAZZI. -----Ci rivediamo dopo un anno, Presidente, cercherò di essere rapidissimo perché non c'è tempo da perdere. Il bilancio per me è abbastanza chiaro. Comunque vorrei fare una piccola richiesta per quanto riguarda l'attività assicurativa: leggo a pag. 76 del bilancio che l'importo di 3.968 milioni di Euro include conti finanziari, titoli, strumenti, attività operativa di 339 milioni di Euro, 410 milioni di euro al 31 dicembre 2008, e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di 284 milioni di Euro, a fronte di 302 milioni di Euro al 31 dicembre del 2008. Quest'attività assicurativa che, credo preveda una contrazione delle riserve tecniche, a cosa è dovuta? -----Abbiamo tante compagnie di assicurazione di primaria importanza: non è meglio forse fare gestire tale attività a chi gestisce il rischio assicurativo? --Finisco per quanto riguarda il bilancio. Dico che senz'altro il mio voto è favorevole (così come da parte delle persone che mi hanno delegato) perché in effetti facendo il confronto con le altre società per azioni italiane devo dire che mi ritengo soddisfatto del dividendo di un euro. -----C'è una mia piccola lagnanza che riguarda la solita giaculatoria sulle stock options e sulle stock grant che ritengo che dovrebbero essere attribuite soltanto agli azionisti rispettando anche la normativa del codice civile italiano, ma purtroppo questa è un'abitudine che ha pregnato tutte le società per azioni italiane e quindi si ritorna sempre su questo punto. -----

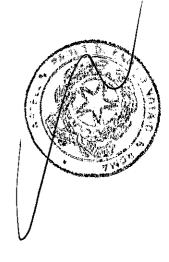
Per quanto riguarda il punto all'ordine del giorno relativo all'incarico della società di certificazione, davvero non capisco perché la Consob si presti ad estendere il periodo di incarico in maniera così lunga. Sinceramente non capisco: tre anni erano a mio avviso più che sufficienti e quindi non capisco per quale motivo si debba ampliare l'incarico per un termine così lungo. ----Ho fiducia nel Collegio Sindacale; il Collegio Sindacale cosa ci sta a fare, allora? Aumentiamone la remunerazione. Gradirei che questo mio intervento, Signor Notaio, sia da lei annotato e che poi mi mandi la verbalizzazione, Per quanto riguarda infine l'incentivazione e l'agevolazione alla vita sociale dei piccoli azionisti, devo dare atto all'Amministratore Delegato che è stato veramente molto bravo perché è la prima Società che ha finalmente preso in considerazione l'attuazione della Direttiva 2007/36 che riguarda gli azionisti, in particolare i piccoli azionisti. -----Naturalmente non dipende da loro, bensì dalla Consob, che attiva sbarramenti per ostacolare la partecipazione dei piccoli azionisti. -----Mi auguro che in futuro per tutti gli azionisti italiani e stranieri che potranno utilizzare Internet si possa fare direttamente la votazione via Internet, tanto qui in aula siamo 50-60 persone. -----Invece il punto che riguarda la nuova disciplina è relativo in particolare alla percentuale dello 0.1% del capitale sociale rappresentabile dall'associazione; mi sembra che, nella logica generale perversa della Consob, si intendono moltiplicare le associazioni dei piccoli azionisti e così a un certo momento sono tanti galli a cantare e nessuno comanda. -----Non valiamo niente adesso, non varremo niente nemmeno in futuro, perché



in effetti questo vincolo dello 0,1% del capitale sociale rappresentato da
azioni con diritto di voto mi sembra eccessivamente basso, così come si era
fatto con l'aliquota del capitale sociale per la presentazione delle liste di mi
noranza
PRESIDENTE POLI.
Vorrei chiedere un chiarimento all'azionista Chiurazzi. Lei ha fatto un inter-
vento e prima ha detto che parlava anche per la parte straordinaria: è così? -
LUIGI CHIURAZZI
Sì, Presidente.
LANFRANCO PEDERSOLI
Un saluto a tutti. Chiedo scusa se mi dovrò allontanare perché c'è un'altra
Assemblea molto importante. In Italia abbiamo 2-3 società importantissime
Eni, Enel, anche banche come Unicredit, Finmeccanica. Vorrei che le as-
semblee delle principali società italiane non fossero concomitanti
Non parlo del bilancio consolidato in quanto, come si dice, tutti i salmi fini-
scono in gloria, l'attivo è uguale al passivo e ci sono degli aggiustamenti va-
ri
A me sembra che l'Eni dia segni di stanchezza, di qualcosa di raggiunto, di
non andare oltre
Esaminando il bilancio noto che la raffinazione è debole, ma ciò da che di-
pende? Da mancanza di investimenti innovativi, di margine di reddito, di
costi/ricavi?
Un altro aspetto negativo è la petrolchimica: Eni ha iniziato dalla petrolchi-
mica che negli anni passati era il fiore all'occhiello mentre invece da qual-
che anno si assiste ad un degrado in termini di produzione e vendita. Per

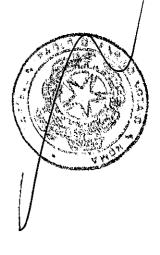


esempio dal petrolio che l'Eni produce, trasporta e vende si ricava la plastica: perché non raccogliete la plastica e la trasformate in altri prodotti chimici? In questa situazione storica bisogna raschiare il barile, e la Germania ci dà l'esempio: bruciano tutto per produrre energia elettrica. ----Altra cosa di cui qui non si è discusso ma credo sia importante e quasi operativa perché deve essere approvata dalle Camere poi dal Consiglio dei Ministri sono i limiti per il gas; quelli attuali erano il 60% di immissione in rete e 50% di vendita. Cambierà tutto, è complessa la situazione, ci sono dei limiti 40% e cessione di 50 miliardi di metri cubi, oppure arrivare fino a 60% ma aumenta di 4 miliardi di metri cubi per lo stoccaggio quindi quest'ultimo è a carico dell'Eni. Avete valutato costi e ricavi e qual è la vostra scelta? Sicuramente il 60%, ma quali sono le conseguenze operative? Per esempio, lo sviluppo dell'energia elettrica è alquanto limitato: qual è lo sviluppo futuro? Il gas trasportato per conto dell'Eni è diminuito del 23,5% nell'ultimo anno, per conto terzi è aumentato del 10,1%. Perché? Vi sono limiti giuridici, operativi, di costi, di ricavi? Guardando il conto economico vi sono elementi che fanno discutere: i ricavi sono diminuiti del 31,6% e anche i costi operativi (32,9%); l'utile operativo è 37,6% l'utile netto del 25%. Sembra che non stiamo andando avanti, non cogliamo tutte le opportunità che l'innovazione ci può dare di processo e di prodotto. ---L'anno scorso nella sala dove si teneva il rinfresco c'erano alcune dimostrazioni molto importanti e innovative; si rappresentavano veramente situazioni crescenti di innovazione, di prodotti nuovi, di costi più bassi, di rendimenti più alti, ma li potete attuare oppure no? O vi sedete soltanto su ciò che è stato raggiunto oggi e non pensate a ciò di cui il mercato avrà bisogno



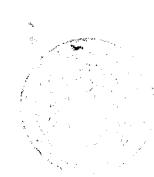
domani.
Questo è il punto operativo che dovete risolvere al più presto perché ci vo-
gliono investimenti mirati e non bassi e i tempi si accorciano ma non sono
brevissimi per cambiare
VITO DI TEODORO.
Signor Presidente, signori Amministratori, sono lieto oggi di essere qui do-
po una malattia. Con lettera agli Azionisti gli amministratori dell'Eni con-
cordi e uniti hanno formalizzato i risultati del bilancio 2009. Nonostante la
crisi finanziaria mondiale, gli utili per gli azionisti ci sono stati lo stesso.
Tutto ciò esalta l'intero gruppo dirigente che fa capo a Poli e Scaroni: un
grande risultato. Ma ora pensiamo al futuro dove c'è in gioco l'ammoderna-
mento strutturale delle reti gas e la costruzione di un gasdotto intraeuropeo
del quale Eni dovrà essere protagonista
Il Governo italiano dia via libera all'Eni, tanti lo vorrebbero tarpare, ma il
cane a sei zampe ha idee vincenti e gli azionisti gli sono vicino. Grazie per
aver sveltito i programmi di crescita della divisione Refining & Marketing.
Con l'arrivo di Fanelli, Grossi ed Elefante l'organizzazione sarà più veloce e
capace
PRESIDENTE POLI
Grazie azionista Di Teodoro per essere venuto dopo una malattia. Le auguro
di cuore di ristabilirsi completamente
UGO BIGGERI
Intervengo come Presidente della Fondazione Culturale Responsabilità Eti-
ca e siamo al terzo anno che veniamo in Assemblea all'Eni. Le motivazioni
nostre, come abbiamo altre volte avuto modo di spiegare, sono motivazioni

più culturali di uso responsabile del risparmio e quindi di una cultura dell'azionista molto diffusa nei paesi anglosassoni in cui l'interazione con l'azienda di cui sono proprietari non si esaurisce soltanto negli aspetti finanziari o di rendimento delle azioni ma riguarda anche e-policy dell'azienda stessa. Noi abbiamo acquistato le azioni di Eni su sollecitazione di una ONG che si chiama "Campagna per la riforma della Banca mondiale" che lavora da 15 anni sui flussi finanziari tra nord e sud del mondo e in questi tre anni abbiamo ricevuto appoggio - che quest'anno è particolarmente evidente - anche da altre ONG anche di livello internazionale. ---Come prima cosa intendiamo sottolineare come l'iniziativa dell'azionariato critico ha portato, pur con qualche difficoltà, un dialogo proficuo con l'impresa: ci sono stati incontri con portatori di interessi o stakeholder del sud del mondo che hanno incontrato Eni in questi ultimi due anni, e quindi prendiamo atto di un percorso che, pur difficoltoso, è positivo. ------Questo non vuol dire che siano state risolte quelle che secondo noi e secondo le ONG di cui portiamo voci qui all'Assemblea sono le criticità che abbiamo evidenziato. Anche quest'anno torniamo in Assemblea abbiamo un rendiconto un po' più dettagliato di quello che vi andrò a dire e che va più in profondità che lascerò alla Presidenza perché così vi sarà anche modo di riflettere e di rispondere alle domande nella maniera più adeguata di quel che si può fare in un tempo giustamente anche breve che abbiamo per consentire a tutti di parlare. -----Nel dettaglio, in questa relazione affronteremo alcuni progetti di Eni in Nigeria, in Kazakistan e nella Repubblica del Congo. -----Non abbiamo affrontato quest'anno il tema dei paradisi fiscali, tema riporta-

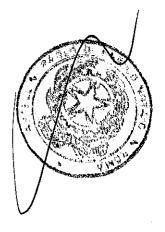


to nelle altre due assemblee, perché siamo consapevoli che il cambiamento degli assetti societari anche in paesi Iontani e con un'ingegneria societaria piuttosto complessa non è cosa che si realizza da un'Assemblea all'altra, però siamo in attesa di vedere se effettivamente alcune di queste situazioni di paradisi fiscali si andranno a chiarire. -----Riguardo al Congo, quindi venendo alle questioni che intendo portare all'attenzione dell'Assemblea, avevamo posto la questione del gas flaring. Eni ci ha fatto giustamente osservare (peraltro la legge dovrebbe aver reso illegale il gas flaring, ma di fatto non ha mai emesso le norme attuative per renderlo illegale anche se il gas flaring è una pratica considerata dannosa da moltissimi ambientalisti e attivisti dei diritti umani) che si era impegnata a chiedere alle autorità l'autorizzazione a pubblicare i dati quantitativi e qualitativi circa le emissioni legati al gas flaring. Vogliamo sapere se l'Eni ha dato seguito a questo impegno e se c'è stata una risposta del governo congolese. Questa cosa non interessa solo noi ma anche Amnesty International che ha avuto un contatto anche con Eni proprio per l'impatto che le compagnie petrolifere hanno sui diritti umani, quindi chiederemo di rispondere a queste sollecitazioni. -----

La questione un po' più spinosa che riguarda la Nigeria si riferisce ad un punto che noi avevamo sollevato all'assemblea dell'anno scorso e riguarda in particolare un'inchiesta per corruzione relativa al consorzio TSKJ che opera in Nigeria. Noi abbiamo portato in Assemblea l'anno scorso una richiesta in cui si diceva che Halliburton (uno dei componenti di questo consorzio) ha patteggiato con il governo americano una multa da quasi seicento milioni di dollari; chiedevamo dei chiarimenti se al bilancio fossero previste



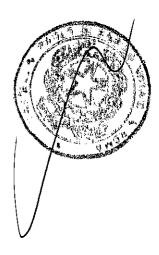
delle riserve e il loro ammontare per eventuali multe o sanzioni analoghe che possono essere addebitate all'Eni, perché pur avendo la Halliburton patteggiato, agli atti dell'inchiesta risulterebbe che Eni era consapevole e parte-Questo risulta agli atti, poi sarà compito di chi di dovere verificarlo. ------La risposta di Scaroni (non entro nel merito poiché la riportiamo nel documento) è una risposta articolata ma non entra nel merito delle sanzioni; di fatto ad agosto del 2009 Eni ha riconosciuto la possibilità di dover pagare delle multe e a marzo 2010 ha dichiarato di avere messo a riserva duecento cinquanta milioni di Euro per fare fronte a questa eventualità. Nella relazione finanziaria annuale (pag. 53) è descritto che l'utile operativo del settore ingegneria e costruzioni in realtà è diminuito del 15,7% anche a causa di questo accantonamento, quindi non poco. Vista anche la rilevanza delle somme in gioco e l'impatto sui bilanci degli azionisti, ci domandiamo se è davvero possibile che noi come piccoli azionisti avevamo sospettato che potesse esserci un tale rischio di sanzioni e invece a una domanda precisa in Assemblea dell'Eni l'anno scorso non è stato risposto o comunque è stata minimizzata questa nostra preoccupazione. -----Inoltre, nella relazione finanziaria annuale 2009 Eni dà anche conto che c'è un procedimento italiano aperto sul caso di Bonny Island che comporterebbe il rischio a condanne e sanzioni sensi del D.Lgs. 231/2001 sulla responsabilità amministrativa delle Società: è una cosa pesante, sappiamo che poi in Italia questi percorsi a volte non sono così lineari, quindi non si possono fare delle equazioni troppo semplici giustamente anche perché deve esserci l'indagine, la condanna, cose che sono tutti dei se ad oggi, però tra le misure



possibili c'è anche il sequestro preventivo del profitto che non è una cosa che non ci riguardi come azionisti. Nella stessa relazione finanziaria Eni ha reso altresì noto che in data 1° ottobre 2009 la Procura della Repubblica di Milano nell'ambito di un procedimento penale contro ignoti ha inviato ad Eni una richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 c.p.p. con riferimento a ipotesi di corruzione internazionale, appropriazione indebita ed altri reati in Kazakistan che riguardano gli impianti di Karaghakanak e il progetto Kashagan. ------A questo punto chiediamo all'Eni di mettere tempestivamente a disposizione degli azionisti un rapporto che spieghi nel dettaglio gli impatti potenziali delle sanzioni sui bilanci futuri per il possibile coinvolgimento in caso di corruzione, con un'accurata valutazione dei rischi etici, reputazionali e finanziari. Riteniamo che la corruzione non sia solo un problema etico, ma che diventa un problema nel bilancio e quindi economico. In particolare chiediamo questa cosa per i rischi derivanti da eventuali condanne ai sensi del Foreign Corrupt Practice Act degli Stati Uniti e del Decreto che ho appena citato. -----RICCARDO PACIFICO. Vedo che è un'Assemblea che corre veloce, che i discorsi sono molto semplici o, secondo me, troppo complessi per poterli affrontare. C'è un bilancio decisamente complesso in un sistema decisamente complesso e quindi non è alla portata di tutti poter trovare il bandolo della matassa. -----Andiamo sui risultati globali e su quelli ci fermiamo, quindi scenderò al risultato finale, il dividendo, perché tanto tutto il resto è terribilmente com-



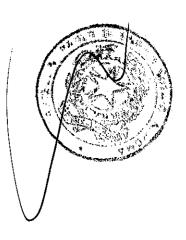
Due piccole notazioni come cappello al mio intervento. --Il primo, i miei complimenti per come è gestito il sito dell'Eni, il secondo (molto più importante perché è un servizio al cliente) i miei complimenti per come viene gestito il call center dell'ex ITALGAS per i clienti/utenti del gas che viene gestito in maniera veramente egregia. -----Per ciò che riguarda le politiche del dividendo, non parliamo di dividendo ma di politiche del dividendo perché il dividendo è un numero però fino a questo momento, a partire soprattutto dalla privatizzazione dell'Eni, si è parlato di una politica del dividendo. -----In un intervento precedente qualcuno addirittura aveva chiesto una responsabilità dell'azionista di controllo sulle obbligazioni; per la mia formazione finanziaria non sono molto d'accordo nel senso che l'Eni ha sempre fatto premio sulla Repubblica come rischio (nei momenti di difficoltà della Repubblica l'Eni si è dato carico indebitandosi sul mercato di rifornire di liquidità il sistema di Bankitalia), quindi non credo che questo sia il caso. ------Invece il caso è che l'azionista di maggioranza (che una volta era azionista unico e che un giorno ha deciso di privatizzare), nella privatizzazione fece un discorso di politica del dividendo: cari azionisti, io rimango l'azionista di maggioranza, deciderò sempre chi saranno gli amministratori. -----Una volta addirittura aveva il diritto-dovere di nominare un amministratore, poi ci ha rinunciato, ed è una cosa che non è stata molto simpatica. -----Da fuori dovrebbe esserci sempre un controllo perché un azionista di maggioranza dovrebbe nominare amministratori che dovrebbero essere chiamati davanti a lui a rispondere di come stanno gestendo. Questa mancanza di formalizzare (già lo dissi allora) non è molto intelligente. -----



Torniamo al discorso. L'azionista di maggioranza e comunque l'azionista che determina la gestione dell'ente o chi dovrà gestire la gestione dell'ente (scusate il bisticcio di parole) disse che il dividendo sarebbe stato il 60% degli utili distribuibili. -----Ultimamente il nostro Amministratore ha detto tante cose. Prima di discendere da Euro 1,30 a Euro 1,00 l'Amministratore cominciò a parlare dicendo che a \$40 per barile l'Eni avrebbe potuto garantire la sostenibilità del dividendo. Si parlava di 40, però da Euro 1,30 si è scesi a Euro 1,00. -----Adesso c'è stata una nuova affermazione che dice che un dividendo pari Euro 1,00 per azione potrebbe essere garantito nel caso in cui il prezzo medio del barile fosse \$60. Anche questa è una affermazione non chiara perché, essendo il bilancio in Euro, il dividendo non dovrebbe essere ancorato - così come non è ancorato - al prezzo al barile espresso in dollari ma anche al prezzo del dollaro in euro. Nel primo trimestre del 2009 (lo riportava stamattina Il Sole 24 Ore per la Shell ma non credo che i prezzi debbano essere diversi, ognuno ha il suo mix ma indicativamente dovrebbe essere uguale) il prezzo medio del barile è stato di \$41, mentre nel primo trimestre 2010 è stato di \$76, con una crescita di oltre l'80%. La Shell nel primo trimestre ha riportato utili ben superiori al 49% mentre l'Eni no, nonostante abbia la componente che dovrebbe equilibrare e garantire comunque un reddito che è quella del gas. O il gas adesso comincia a diventare anche esso un problema? È questo un discorso che ho ripetuto durante le precedenti assemblee ma vedo che adesso diventa sempre di maggiore attualità. L'amministratore ha detto: "Non mi voglio preoccupare" o comunque la gestione dell'Eni non si

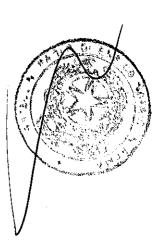


vuole preoccupare della volatilità del prezzo del petrolio: quello è, quello entra, quello esce, io non lo voglio gestire. -----Non si capisce perché non sia parzialmente coperta la variabilità del dollaro. La verità è che adesso la volatilità del dollaro e del dollaro al barile, che si è estesa anche al prezzo del gas con la liberalizzazione del mercato del gas a livello internazionale non solo a livello italiano nella distribuzione, è un problema molto importante e non è più un optional. -----Se questa è un'azienda industriale, e come tale è percepita dal mercato, queste che sono variabili finanziarie andrebbero gestite con strumenti finanziari che cercassero di attutire o quantomeno ridurre notevolmente la volatilità: sono strumenti finanziari che esistono, che vanno studiati, va visto il modello Eni (perché poi ciascuno ha il suo modello di distribuzione, di acquisto, di raffinazione, di vendita e così via) in maniera tale da compensare queste cose e garantire una stabilità degli utili o quantomeno molto minore volatilità. La volatilità degli utili c'è ma la volatilità delle remunerazioni del management non c'è o esiste solo verso l'alto. -----Non ci scordiamo poi (e questa è un'altra variabile) che c'è un dividendo cash, però Eni ha uno stock di azioni proprie che sono state acquisite in un momento in cui gli utili erano talmente grandi che permettevano all'Eni di reinvestire in azioni proprie, e se non vado errato dai numeri che sono usciti l'Eni ha acquistato le azioni ad un prezzo tra Euro 17 e 17,5 per azione. -----Si possono pure distribuire mantenendo un 6% di azioni proprie; ogni 16-18 azioni dare una azione che sta in portafoglio, quindi non si diminuisce il cash, si provvede all'indebitamento e così via dicendo. -----La responsabilità forte del management dovrebbe essere una chiara politica



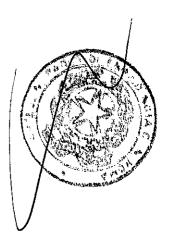
del dividendo * * * * * *
Nessun altro prende la parola.
******
Il Presidente, essendo esauriti gli interventi relativi ai punti all'ordine del
giorno di parte ordinaria, passa alla trattazione della parte straordinaria
PARTE STRAORDINARIA
DDODOCTA DI MODIEICA DECLI ADTICOLI 1 4 12 14 15 E 16
PROPOSTA DI MODIFICA DEGLI ARTICOLI 1, 4, 12, 14, 15 E 16 -
** * * * * *
Il Presidente ricorda che il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27 ha
recepito la Direttiva europea 2007/36 relativa all'esercizio di alcuni diritti
degli azionisti delle società quotate. Vengono oggi sottoposte all'Assemblea
le modifiche statutarie necessarie per adeguare lo statuto della Società alla
nuova normativa e che richiedono una decisione dell'Assemblea. Le modifi-
che per le quali la legge non concede discrezionalità saranno effettuate dal
Consiglio di amministrazione.
Le modifiche statutarie sottoposte all'Assemblea sono illustrate in detta-
glio nella relazione del Consiglio di amministrazione.
Il Presidente legge la proposta del Consiglio di amministrazione che è
del seguente tenore:
"Signori Azionisti,
siete invitati
- ad approvare le modifiche degli articoli 1, 4, 12, 14, 15 e 16 dello statuto

li Eni S.p.A. secondo il testo proposto. Le modifiche relative agli articoli 1,
4 e 15 saranno efficaci a partire dalla data di iscrizione delle stesse nel Re-
gistro delle Imprese ai sensi dell'art. 2436 del codice civile, mentre quelle
relative agli articoli 12, 14 e 16 saranno efficaci a partire dal giorno 1° no-
vembre 2010 (come previsto dalla legge);
- a prendere atto che il Consiglio di amministrazione terrà conto, in sede di
successivo adeguamento normativo dello statuto, delle modifiche dello stes-
so secondo il testo come sopra proposto ed in particolare della previsione
della "unica convocazione" dell'Assemblea;
- a conferire all'Amministratore Delegato ogni più ampio potere affinché,
anche a mezzo di procuratori e con l'osservanza dei termini e delle modalità
di legge, dia esecuzione alla presente delibera, proceda al deposito dello sta-
tuto nel Registro delle Imprese, nonché apporti, ove opportuno o necessario,
aggiunte, modifiche e soppressioni formali per l'iscrizione nel Registro del-
le Imprese."
***** <u></u>
Il Presidente apre la discussione sul punto all'ordine del giorno della par-
te straordinaria e ricorda che ciascun azionista avrà a disposizione comples-
sivamente 5 (cinque) minuti consecutivi per effettuare l'intervento.
Il Presidente informa che è iscritto a parlare un solo azionista al quale dà
la parola
Prende la parola:
DOMENICO LE PERA.
Buongiorno a tutti rappresento la D & C Government, una società di consu-
lenza che si occupa di ricavati e di corporate government ma anche di rap-



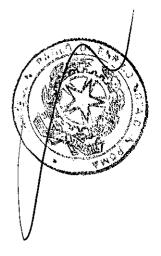
porti tra società e stakeholders. -----Siamo chiamati ad approvare in questa sede delle modifiche allo statuto derivanti dal recepimento in Italia della Direttiva europea sul diritto degli azionisti e dobbiamo riconoscere che il gruppo Eni è tra le prime società italiane a proporre l'adeguamento allo statuto. Siete stati quindi molto tempestivi perché il Decreto Legislativo è stato approvato soltanto nel tardo gennaio di quest'anno e la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale ha avuto qualche ritardo, in realtà c'è stato pochissimo tempo per studiarlo. -----Bisogna dare atto al fatto che sicuramente l'Eni dimostra una notevole attenzione a quelle che sono le evoluzioni legislative. -----Voglio portare all'attenzione del Consiglio di amministrazione ma anche dei numerosi soci presenti in questa sede come la modifica dello statuto sia sì un passaggio necessario ed importante per andare nella direzione dei principi introdotti dalla direttiva europea ma non è di per sé sufficiente: ci sono previsioni molto importanti come la possibilità di trasmettere l'Assemblea in web casting ma anche di permettere ai soci di votare e di interagire senza essere presenti fisicamente all'assemblea. -----Non basta quindi la previsione statutaria, bisogna prevedere altresì le procedure, aggiornare il sito, lavorare per informare i soci, anche quelli non italiani, che esiste questa possibilità. È soltanto l'inizio di un grosso lavoro. A nostro avviso l'obiettivo deve essere quello di trasformare quella che è l'Assemblea intesa in senso tradizionale, come un rito che deve sottostare alle leggi, in un vero e proprio evento mediatico in cui la società incontra non soltanto i soci, che sono ovviamente la principale categoria di stakeholders, ma tutti gli altri portatori di interessi che mirano ad un dialogo ed ad una in-

terazione costruttiva con la Società
A questo proposito volevo anche segnalare un'altra novità legislativa che è
stata introdotta dal Decreto Legislativo che non comporta nessuna modifica
statutaria: la possibilità per i soci in futuro di proporre delle domande al
management della società anche prima dell'assemblea utilizzando una appo-
sita sezione "Domande e risposte" che potrà essere creata sul web dalla So-
cietà e la Società potrà quindi fornire anche delle risposte prima dell'Assem-
blea stessa anticipando, spostando il dibattito assembleare ad una fase pre-
cedente permettendo quindi maggiori approfondimenti per la società ma an-
che per i soci che sono effettivamente interessati ad avere dei dati e delle in-
formazioni.
****
Nessun altro prende la parola.
*****
Il Presidente, essendo esauriti gli interventi su tutti i punti all'ordine del
giorno alle ore dodici e venti sospende la riunione per consentire di predi-
sporre le risposte ai quesiti formulati
****
Il Presidente alle ore tredici e venti riprende i lavori assembleari
Il Presidente invita l'Amministratore Delegato a rispondere ai quesiti for-
mulati dagli azionisti
E' rientrato in aula il Consigliere MARIO RESCA, non sono invece pre-
senti il Consigliere PIERLUIGI SCIBETTA e il Magistrato della Corte dei
conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della società RAFFAE-
LE SOLUTIERI



****
Su invito del Presidente, l'Amministratore Delegato risponde agli inter-
venuti
PAOLO SCARONI - Amministratore Delegato
Come di consueto ho radunato le varie domande per temi e quindi cercherè
di rispondere a tutte nello stesso momento.
Strategia in genere e ricerca
L'azionista Pedersoli domanda se sono previsti investimenti mirati nell'am-
bito dell'innovazione per anticipare il trend di mercato
L'Eni investe molto in ricerca e tecnologia e più esattamente nel prossimo
quadriennio investiremo 1,3 miliardi di Euro: una cifra importante. Cinque
cento milioni di Euro di questo miliardo e tre sono destinati a ricerca ed in-
novazione nel campo dell'esplorazione e produzione e, in particolare, nella
ricerca e produzione di petrolio e gas naturale convenzionale e non conven-
zionale. Investiamo anche nel settore dei carburanti e lubrificanti cercando
di mettere a disposizione dei consumatori un prodotto a sempre più alto
profilo ambientale. Infine, nei prossimi quattro anni, investiremo 170 milio
ni di Euro nel campo dello sviluppo delle energie rinnovabili. Come sapete
ci siamo concentrati nel solare avanzato e nei biocarburanti di seconda e
terza generazione, quei biocarburanti che non sono in competizione con il
settore alimentare
Piano quadriennale
L'azionista Pacifico chiede di sapere come mai i risultati di Shell del primo
trimestre sembrano più in crescita di quanto siano i nostri nel primo trime-
stre

Vanno dette due cose. La prima è che, nel primo trimestre 2009, i risultati di Shell erano stati particolarmente depressi per varie ragioni e quindi, quando si confronta anno su anno, questa crescita è risultata maggiore. -----In secondo luogo, la maggiore stabilità del risultato di Eni deriva dalla rilevanza del settore Gas & Power il cui risultato risente solo n parte limitata della variazione dei prezzi del greggio. -----Detto tutto ciò, credo che possiamo dire che i nostri risultati del primo trimestre hanno battuto le stime degli analisti e sono stati accolti positivamente dal mercato. -----Sempre l'azionista Pacifico fa una domanda che peraltro qualcuno, credo, abbia fatto anche negli anni scorsi in merito alla gestione attraverso derivati della volatilità del prezzo del petrolio. -----Non facciamo queste operazioni di aging, di copertura del rischio di volatilità del prezzo del barile. Non le facciamo noi e non le fa alcuna grande compagnia internazionale salvo eccezioni. Ciò per la semplice ragione che pensiamo che i nostri azionisti siano consci dei rischi che corrono acquistando le nostre azioni in termini di evoluzione del prezzo del barile e, se ritengono, saranno loro stessi a coprirsi su questo rischio. -----Settore Exploration & Production -----L'azionista Biggeri chiede di sapere cosa fa Eni in termini di gas flaring in Congo, se sono disponibili i risultati delle nostre attività. -----Devo dire che sono molto grato di questa domanda perché il Congo è un esempio, anzi forse è l'esempio migliore di quello che fa l'Eni per combattere il gas flaring. Nel passato, voi sapete che il Congo non produce gas liquido e quindi il gas associato all'estrazione del greggio viene bruciato un po'



da tutti, semplicemente perché non si sa bene che uso possa avere. Proprio per affrontare questo tema noi abbiamo costruito, qualche anno fa, una piccola centrale termo-elettrica che produce elettricità per il Paese e abbiamo inaugurato, qualche mese fa, una grande centrale elettrica che usa questo gas che prima veniva bruciato e che produce energia elettrica per il Congo. Ci siamo resi conto che il Congo aveva un problema di distribuzione dell'energia elettrica perché non basta produrla, bisogna poi avere il modo di farla arrivare ai consumatori e, d'intesa con l'Enel, abbiamo sviluppato un piano di razionalizzazione e crescita della rete elettrica del Paese, che si sta realizzando in questo momento. Per cui il nostro gas flaring in Congo verrà ridotto del 70% entro il 2012 come risultato di tutta questa attività. ------L'azionista La Verde chiede come mai la crescita produttiva del 3,5% del piano 2009-2012 sia scesa al 2,5% nel piano 2010-2013. -----Le ragioni sono varie ma, se devo dirne una, la più importante è che noi abbiamo rifasato le nostre produzioni di gas come risultato della caduta della domanda di gas nel periodo. Quindi meno gas utilizzato, soprattutto in Europa, meno produzione di gas nostro e quindi un tasso di crescita delle nostre produzioni più basso di quanto prevedevamo. Detto tutto ciò, mi fa piacere potervi dire che nessuna compagnia, nessuna grande compagnia al mondo cresce come noi. Anzi, le grandi compagnie petrolifere negli ultimi anni hanno diminuito le loro produzioni e voglio darvi così due cifre, tanto per darvi un'idea di cosa la nostra Società sta facendo. Noi dal 2005 al 2009 abbiamo accresciuto la nostra produzione di 200.000 barili quindi oggi produciamo circa 1,8 milioni di barili mentre ne producevano 1,6 milioni di barili al giorno. Contemporaneamente Shell ha diminuito le produzioni di



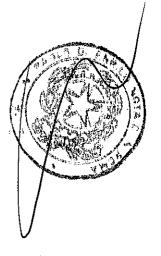
600.000 barili e la Total di 300.000 quindi continuiamo ad essere di gran lunga la società petrolifera che cresce di più sul mercato. -----Vi sono poi domande sull'Iran, in particolare due azionisti, Scarabino e Bertani, ci chiedono a che punto siamo su Darquain in Iran, da cosa sono motivate le nostre decisioni sull'Iran. -----Sul Darquain abbiamo completato la fase due, siamo in fase di consegna degli impianti che abbiamo realizzato a Darquain, lo faremo nelle prossime settimane. Quindi è proprio imminente il passaggio di consegne, non abbiamo dato inizio alla potenziale fase tre di Darquain né gli daremo inizio fin quando la situazione politica internazionale non renderà questo tipo di operazioni possibili. ------Business regolati L'azionista La Verde chiede informazioni sul tema Eni SNAM Rete Gas, rapporti tra Eni e business regolati. -----Questo è un tema su cui molto si è scritto e molto si è domandato. Molto semplicemente vorrei dire che il fatto di non aver ceduto SNAM Rete Gas nel 2005, come era stato richiesto da parecchi attori del mercato, ivi compresa l'Autorità dell'energia, ci ha generato un total shareholder return, un utile della nostra partecipazione del 65% negli ultimi quattro anni e quindi siamo ben felici di non aver venduto la partecipazione SNAM Rete Gas. Per quanto riguarda il futuro, esso dipende da come il Parlamento italiano vorrà recepire la terza direttiva in materia del gas dell'Unione Europea che lascia liberi gli Stati membri di scegliere tra il cosiddetto unbundling proprietario, quindi l'obbligo a cedere le reti da parte degli attori del gas, cioè l'unbundling organizzativo, che è quello che noi abbiamo già realizzato.



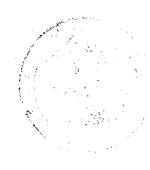
Questa decisione la prenderà il Parlamento italiano nel prossimo anno e noi
naturalmente seguiremo quanto il nostro Parlamento deciderà
Settore Gas & Power
L'azionista Pedersoli chiede di sapere perchè lo sviluppo dell'energia elettri-
ca è alquanto limitato e quali saranno gli sviluppi futuri
Non è tanto limitato perché Eni è il terzo operatore di elettricità in Italia con
5300 MW di potenza installata. Quindi abbiamo una presenza importante,
bruciamo nei nostri cicli combinati qualcosa come 6 miliardi di metri cubi
di gas e quindi siamo ben contenti dell'utilizzo del gas che facciamo ven-
dendo energia elettrica. Abbiamo praticamente completato un piano di inve-
stimenti di circa 3,5 miliardi di Euro e poi, come accennavo prima, produ-
ciamo energia elettrica anche al di fuori dell'Italia ed in particolare nei paesi
africani in cui siamo operatori nel settore upstream
L'azionista Ceccarelli parla del cambio di fornitore dei gas, non so se ne
parla in generale o parla del suo problema di bolletta particolare. Generale.
Devo dire che mediamente il nostro servizio, fino a ieri, non è stato eccel-
lente e quindi non mi stupisco che ci siano stati dei disservizi anche per l'a-
zionista Ceccarelli. Non è stato eccellente e devo dire però in questa non ec-
cellenza siamo stati in buona compagnia perché non è che gli altri abbiano
fatto molto meglio di noi. Abbiamo lanciato un programma importante su
questo terreno che si poggia su due pilastri: i call center e l'informatica, la
gestione delle fatture e delle eventuali contestazioni o comunque dei disser-
vizi e mi auguro, nell'Assemblea dell'anno prossimo di poter dire che tutto
va meglio rispetto a quanto è andato lo scorso anno
L'azionista Pedersoli chiede quali cause hanno determinato la diminuzione

dei volumi trasportati, dei volumi di gas trasportati per conto Eni. ------Il 2009, da un punto di vista dei consumi di gas nel nostro Paese, è stato un anno tragico, un anno in cui i consumi di gas in Italia sono scesi dell'8%. Mai era accaduto ciò in passato anzi, i consumi di gas crescevano puntualmente dell' 1-2% annuo da sempre. Dato ancor più grave se si pensa che il consumo delle famiglie non è diminuito nel corso del 2009 quindi tutto il calo è dovuto all'industria e sta semplicemente a testimoniare la caduta della produzione industriale in Italia che è stata dell'ordine del 15% lo scorso L'azionista La Verde chiede se Eni intende introdurre significative riduzioni di prezzo che si registra in bolletta. -----Sul tema della bolletta, forse ho avuto occasione di dirlo anche in passato, non fissiamo noi i prezzi perché lo fa l'Autorità dell'energia elettrica e del gas quindi noi ci limitiamo ad applicare quello che l'Autorità impone. ------C'è poi una domanda, sempre dell'azionista La Verde, sul rapporto debiti e Ebitda negli ultimi 3 anni per quanto riguarda la divisione Gas & Power. ---Questo rapporto debiti / Ebitda è poco significativo per una divisione, noi lo guardiamo nell'insieme della nostra azienda, forse quello che è più significativo è il ROACE che dà un indice della redditività del settore Gas & Power. Mediamente il settore Gas &Power ha una redditività tra il 12% ed il 15% e più esattamente ha avuto il 15,2% nel 2007 e il 12,3% nel 2009 anno, come dicevo prima, particolarmente difficile per il settore del gas. ------L'azionista Di Teodoro chiede se andremo avanti con il progetto di gasdotto

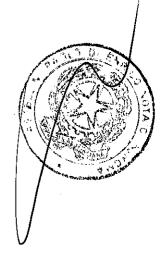
Non so bene cosa intenda ma se intende il progetto South Stream che, tra



l'altro è un gasdotto che attraversa il Mar Nero, sbarca in Bulgaria e poi risale l'Europa fino all'Austria, siamo in fase di avanzata fattibilità, non è stata ancora presa una decisione finale ma certamente il progetto è sotto attento esame del nostro Consiglio di amministrazione e nelle prossime settimane dovremmo sancire l'entrata nel progetto di EDF, l'*Electricitè de France*, che sarà un partner di questa grande infrastruttura. -----L'azionista Pedersoli chiede informazioni in merito ai tetti del gas, a quale sia la nostra scelta in tema di sviluppo degli stoccaggi e a quali siano gli impatti sull'operatività. -----È una domanda molto attuale, perché di recente uno schema di Decreto Legislativo approvato dal Consiglio dei Ministri, su questo terreno, in buona sintesi dice che noi potremo avere in Italia una quota di mercato fino al 60%, secondo certe condizioni. Non abbiamo alcuna intenzione di avere il 60% del mercato italiano, vogliamo averne nettamente meno, vogliamo essere sempre più un'azienda europea e sempre meno un'azienda italiana. Oggi abbiamo il 21% del mercato europeo e siamo circa al 40% di quello italiano: ci sembra una percentuale soddisfacente. Vogliamo in ogni modo evitare di crescere sul mercato italiano, per evitare gli strali di Autorità, Parlamento e tutti quelli che ambiscono a legiferare su questo terreno. ------L'azionista Scarabino pone varie domande in tema Gas & Power. ------La prima è in ordine alle determinazioni che la Società ha ritenuto di adottare sulla non fatturabilità delle spese di spedizione delle bollette. Noi non addebitiamo le spese delle bollette. -----La seconda è in ordine alle determinazioni della Società a seguito del provvedimento dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in ordine

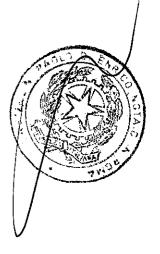


alla fatturazione presunta e stimata dei consumi: qui potrei darvi più dettagli, ma se l'azionista Scarabino si accontenta, direi che il nostro comportamento non costituisce una pratica commerciale scorretta ai sensi del Codice del Consumo. -----La terza è in ordine alla risposta che la Società intende dare al portavoce della Gazprom, Stanislav Tsigankov, il quale recentemente ha accusato la Società di bloccare i lavori per la costruzione del tratto subacqueo del gasdotto North Stream. -----Credo che il riferimento sia al South Stream, e non al North Stream; peraltro vorrei precisare che Tsigankov non è il portavoce della Gazprom, ma un alto dirigente della stessa. Si è trattato di un malinteso, infatti immediatamente dopo nella stessa giornata, il portavoce di Gazprom ha smentito quello che aveva detto Tsigankov. Per quanto riguarda il South Stream noi non abbiamo nessuna intenzione di bloccarlo, ma di verificarne semplicemente la percorribilità tecnica ed eco-La quarta è in ordine all'eventualità che la Società raccolga l'invito di alcuni esponenti governativi nazionali di diventare partner del secondo consorzio nucleare dopo quello EDF-Enel, candidato a realizzare 4 centrali con tecno-Forse ho avuto già occasione di dirlo in passato, noi non abbiamo allo studio un dossier nucleare in Eni. -----Settore Refining & Marketing -----L'azionista Pedersoli chiede di sapere perchè la raffinazione è debole e se ciò sia dovuto alla mancanza di investimenti o di innovazione. ------



Ringrazio per questa domanda, che mi dà l'occasione di chiarire un tema di preoccupazione per noi. Comincerei con il dire che il settore raffinazione in Eni è sempre andato abbastanza bene; quindi se noi andiamo indietro di 5, 6, 7, 8 anni, il settore raffinazione ha sempre generato dei ritorni adeguati. Il 2009 è stato un anno veramente molto difficile per tutti gli operatori del settore, perché i margini di raffinazione sono precipitati. Sono precipitati sostanzialmente per la caduta dei consumi dei prodotti petroliferi in Italia e in Europa, naturalmente anche i margini del settore di un'industria, che ha costi fissi così importanti, sono crollati. ------C'è poi una seconda ragione, che è più specifica a noi, che è la chiusura della forchetta "greggi pesanti" e "greggi leggeri". Eni, per lunga tradizione, addirittura dai tempi di Mattei, ha sempre avuto una struttura della sua raffinazione costruita per trattare greggi pesanti, anzi pesantissimi, come sono ad esempio i greggi siciliani che hanno 8, 9, 10, 12 gradi API. Questi greggi quotano molto meno dei greggi leggeri, che sono un prodotto più nobile. Nel 2009, per varie ragioni su cui potrei anche intrattenervi, questa forchetta si è chiusa, quindi ci siamo trovati a dover trattare dei greggi pesanti ma che costavano come greggi leggeri e questo ha penalizzato la nostra situa-Continuiamo a fare investimenti. Per l'innovazione siamo alla sua frontiera. in quanto stiamo realizzando nella nostra raffineria di San Nazzaro de' Burgundi un impianto che costa 1 miliardo di Euro per trattare greggi non convenzionali, con la tecnologia EST che abbiamo sviluppato negli anni scorsi. Con riguardo ai prezzi dei carburanti l'azionista La Verde chiede di sapere cosa facciamo per renderli trasparenti e per ridurli.

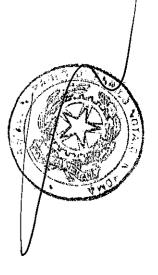
Non so se sia proprio nell'interesse dei nostri azionisti la riduzione dei prezzi dei carburanti, c'è confusione tra azionisti e consumatori. ------Mi limiterei a dire questo: se prendiamo la media del 2009, abbiamo venduto mediamente sia il gasolio che la benzina a 1,4 centesimi al litro meno della media dei nostri concorrenti. Quindi mediamente abbiamo venduto gasolio e benzina diciamo a buon mercato, o quanto meno in modo più competitivo dei nostri concorrenti. Vorrei farvi notare che noi siamo market leader - perché abbiamo circa il 30% di quota del mercato in Italia - e normalmente il market leader tiene un prezzo più elevato degli altri operatori, noi invece non solo non lo abbiamo avuto più elevato, ma lo abbiamo avuto un po' più basso di quello che hanno avuto i nostri concorrenti in media. ----Settore Petrolchimica. -----L'azionista Perdersoli chiede di sapere perché le vendite e produzioni sono in calo da più esercizi. Non sono in calo da più esercizi, sono in calo da 2 esercizi, 2008 e 2009. ---È vero, sono diminuite perché il mercato è stato drammaticamente in calo per noi e per tutti i nostri concorrenti. La buona notizia è che nel primo trimestre di quest'anno le vendite sono ripartite, e poiché questi prodotti vanno più o meno dappertutto - dall'automobile, all'edilizia, agli elettrodomestici, agli imballaggi - questo ci fa pensare che sia in atto una ripresa della quale tutta l'economia poi beneficerà. -----L'azionista Pedersoli chiede di sapere perché la Società non trasforma la plastica in altri prodotti. ------Effettivamente qualcosa si fa su questo terreno, perché facciamo parte, anzi siamo tra i principali attori del CO.RE.PLA. che è il Consorzio Recupero



Materie Plastiche, che ha proprio come obiettivo quello di recuperare e rici-
clare le materie plastiche.
Occupazione e politiche retributive
L'azionista Comis chiede di sapere come trattiamo il personale, con partico-
lare riferimento a Delta
Naturalmente quando vendiamo un'attività, la vendiamo con il personale
che le appartiene. D'altra parte nessuno la comprerebbe senza il personale
Non possiamo dire che la sicurezza del posto di lavoro arrivi addirittura ad
assicurare le persone che seguono rami d'azienda o aziende cedute, perché
altrimenti l'attività di compravendita aziendale nel mondo sarebbe assoluta-
mente impossibile.
L'azionista Ceccarelli chiede di sapere perché l'Eni non dà risposte a coloro
che inviano il curriculum.
Eni ha ricevuto nel 2009 circa 74.000 curriculum vitae. Questo lo dico per
darvi un'idea delle grandi somme di denaro che dovremmo dedicare sola-
mente ad intrattenere corrispondenza per rispondere ai curricula, somme di
denaro che verrebbero sottratte a voi azionisti. Più in generale, se i curricu-
la suscitano un immediato interesse, perché ci sembrano tali da avere in sé
caratteristiche adatte alla nostra attività aziendale, li portiamo avanti. Altri-
menti, di fronte ad una marea di 74.000 curricula potete capire che non tutti
ricevono la risposta che vorrebbero, anche perché normalmente la risposta
che desiderano è positiva e non credo che gradirebbero una risposta solo di
chiusura
Compensi organi sociali
L'azionista Chiurazzi chiede di sapere se esistono ancora le stock option: e

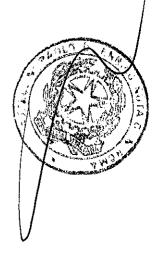


la ragione per la quale non vanno agli azionisti. ------So che l'azionista Chiurazzi è un appassionato di questo tema, vorrei rassicurarlo: non ci sono stock option in Eni. ------Remunerazione degli azionisti e temi finanziari L'azionista Pacifico chiede di sapere qual è la politica di dividendo e se l'ipotesi del 60% sugli utili sia vera. -----Davamo un dividendo di Euro 1,30 e siamo scesi a Euro 1,00 abbiamo fatto molta chiarezza sulla nostra politica di dividendo. -----Dopodiché, nella misura in cui il prezzo del greggio resta superiore a quei \$ 65 a barile, su cui è costruito il nostro piano, noi assicuriamo che questo dividendo crescerà nella medesima misura dell'inflazione che si registrerà nei Paesi dell'OECD, e quindi dei paesi sviluppati, che, nei prossimi anni, dovrebbe essere di un 2% l'anno. -----Qualora, nel corso dell'elaborazione dei piani che faremo, dovessimo usare una base diversa, uno scenario diverso per il valore del barile, quindi non più \$ 65 al barile, in quell'occasione il Consiglio di amministrazione potrà proporre all'Assemblea una base diversa per il dividendo. Tuttavia la caratteristica sarà che il dividendo dovrà essere sostenibile per un successivo periodo di tempo, non potrà cioè essere qualcosa di episodico. ------L'azionista La Verde chiede di sapere quale è stato l'andamento del titolo Eni con riferimento all'ultimo anno. ------Nel corso del 2009, quindi 1 gennaio 2009-31 dicembre 2009, se noi prendiamo il total shareholder return, ovvero la performance in borsa più il dividendo pagato e lo trasformiamo in una valuta - o in dollari o in euro, però lo rendiamo omogeneo, quindi nella stessa valuta - noi ci siamo posizionati



quarti su sette
Considerando il nostro peer group, quindi le aziende con le quali ci con-
frontiamo, composto da B.P., Conoco Phillips, Shell, Chevron, Total ed Ex-
xon, ci siamo posizionati quarti su sette. Quindi senza infamia e senza lode
qualcuno potrebbe dire, insomma un posizionamento dignitoso per l'eserci-
zio 2009
L'azionista La Verde chiede inoltre di sapere la ripartizione dell'azionariato
ed il motivo della presunta fuga degli azionisti italiani ed europei dal titolo
Eni
Tra le molte cose che faccio, non scelgo gli azionisti. Sono gli azionisti che
decidono di comprare o vendere le azioni
Se lei mi chiede perché è avvenuto il fenomeno, premesso che non posso
condizionarlo, attribuirei una certa importanza al fatto che quando parliamo
di nazionalità degli azionisti in realtà ci riferiamo alla nazionalità dei per-
cettori di dividendi. Se ci riferiamo a questo parametro, possiamo avere
azionisti esteri che però quando percepiscono i dividendi lo fanno attraverso
banche italiane e quindi possiamo avere azionisti esteri che noi rappresen-
tiamo come italiani. Detto tutto ciò, devo dire la verità: non è che gli faccio
l'esame del sangue se sono italiani, francesi, tedeschi o americani. La consi-
dero una cosa irrilevante, noi siamo una società globale, operiamo in un
mercato globale, i nostri concorrenti sono aziende globali
Che la nazionalità dei nostri azionisti cambi nel tempo lo considero franca-
mente un fenomeno abbastanza normale, che non mi suscita particolari rea-
zioni di allarme
L'azionista Pacifico chiede di sapere perché non vengano distribuite le azio-

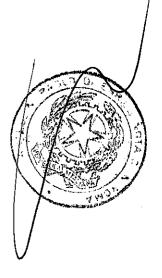
ni proprie. -----Le azioni proprie non sono nate per essere distribuite ai nostri azionisti ma sono nate per tutt'altre ragioni, la prima delle quali per ridurre il numero di azioni in circolazione e quindi l'ammontare di capitale che deve ricevere il dividendo. Quindi se dovessimo distribuirle dovremmo ridurre il dividendo. Sono nate per ridurre il capitale e per utilizzare quella extra liquidità che viene fatta in certi periodi ma che non dà origine, e non può dare origine, a un dividendo di lungo termine che invece vogliamo sostenibile. ------Corporate Governance In primo luogo ringraziamo gli azionisti Chiurazzi e Le Pera per averci riconosciuto il merito di essere tra le prime società ad aver proposto all'assemblea degli azionisti (cioè quella che si tiene oggi) le modifiche dello statuto derivanti dall'attuazione del Decreto che ha recepito la Direttiva 2007/36. --L'azionista Chiurazzi chiede di sapere perché il Collegio Sindacale non effettua la revisione legale dei conti. Sarebbe contro la legge. Quindi, pur riconoscendo la competenza del nostro Collegio Sindacale, ciò non è possibile. -----L'azionista La Verde chiede di avere maggiori informazioni sulla mancata previsione della maggiorazione del dividendo. -----All'interno delle modifiche, che derivano dal Testo Unico della Finanza, c'è anche aperta la possibilità di dare un dividendo maggiorato ai piccoli azionisti. Il tema è lì, ci rifletteremo, non ci abbiamo pensato perché - come è stato rilevato - i tempi sono stati molto stretti ma comunque guarderemo al tema con attenzione. -----Alcuni azionisti lamentavano la coincidenza delle date di assemblee di Eni



	e Enel
	Non c'è stata da parte nostra alcuna malizia o almeno non certo da parte mia
	e nemmeno da parte del Presidente
	Cercheremo di evitare la coincidenza anche se il numero di giorni disponi-
	bili sono pochi, quindi non è facile studiare dei calendari che non vadano in
	sovrapposizione almeno con qualcuna delle società a larga base di azionisti
	risparmiatori
	Rapporti istituzionali e comunicazione
·	L'azionista Ferruccio Mauro lamenta che, per l'accesso agli uffici Eni, i pen-
	sionati sono sottoposti a procedure umilianti
	Non so bene a quali forche caudine vengano sottoposti ma credo che venga-
	no sottoposti alle stesse procedure a cui sottoponiamo l'entrata di chiunque
	non sia un dipendente effettivo di Eni
	Mi preoccupa che siano umilianti perché questo vuol dire che sottoponiamo
	a procedure umilianti anche gli altri e non solo i nostri pensionati. Guarderò
	la cosa e cercheremo, compatibilmente con le procedure di sicurezza, di fa-
	re tesoro di questo suggerimento.
* * * * * * * * * * * * * * * * * * *	L'azionista La Verde dà alcune indicazioni relative alla mostra Eni
	Credo che parli della mostra che abbiamo fatto al Vittoriano a Roma e che
*	faremo a Milano, alla Fondazione del Corriere della Sera
	Ho visto la mostra e devo dire che ha delle cose abbastanza divertenti e so-
	no sicuro che chi ha lavorato in Eni, negli anni passati, prova anche qualche
	momento di commozione. E' comunque una mostra che ha avuto un succes-
	so assolutamente insperato perché abbiamo avuto circa 40.000 visitatori qui
	a Roma, evidentemente romani che, in genere, di possibilità di vedere cose



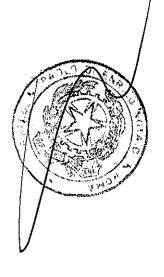
ne hanno talmente tante che snobbano queste piccole iniziative. Invece questa ha avuto un grande successo, assolutamente insperato. -----L'azionista Ambruzzi chiede di sapere perché Eni ha bisogno di fare così tanta pubblicità. -----La pubblicità è l'elemento fondamentale per guadagnare quote di mercato sia nel settore dei prodotti raffinati delle benzine, sia oggi nel settore del gas e dell'elettricità dove ci poniamo obiettivi importanti di quota di mercato. --Bilancio e altri temi vari L'azionista Chiurazzi chiede di sapere quale sia la nostra attività assicurati-Noi effettivamente abbiamo una società assicurativa che svolge un'attività captive che è tuttora in Irlanda, ma devo dire che questa società agisce solo per noi per cui è una società totalmente captive. E' una procedura che si fa sostanzialmente per risparmiare e che hanno tutte le società del nostro settore; tutte hanno una loro società assicurativa che serve per ridurre le commissioni che si pagano alle compagnie di assicurazione. Questa è anche la ragione per la quale non la affidiamo a compagnie assicurative terze ma preferiamo gestirla noi; si tratta di un'attività molto semplice di intermediazione che tutti fanno e che noi svolgiamo in Irlanda. PRESIDENTE POLI -----L'azionista Biggeri chiede di sapere se ci sono accantonamenti in bilancio in ordine alla vicenda TSKJ. -----Vorrei cogliere l'occasione di questa domanda per dire che poniamo una grande attenzione nella redazione delle relazioni sul bilancio ad aspetti quali le indagini della Magistratura, a contenziosi fiscali e civili di ogni tipo,



che come avete visto sono molto chiare e a volte anche un po' prolisse - se volete - ma vogliamo che ci sia tutta l'informativa necessaria. ------Ciò detto, l'Eni ha deciso di fare un accantonamento di 250 milioni di Euro nel bilancio 2009 a fronte della vicenda TSKJ. Lo ha deciso perché con l'intensificarsi dei contatti con le autorità americane, si può intravedere la possibilità di eventuali chiusure della vertenza. Conseguentemente, siamo stati in grado anche di fare delle stime di accantonamenti di un ordine di grandezza ragionevole. -----L'azionista Biggeri chiede inoltre di sapere quale sia lo stato del procedimento italiano di TSKJ. -----Esso è ancora nella fase dell'indagine e nel luglio 2009, la Procura di Milano ha chiesto misure interdittive ai sensi della Legge 231 sia contro Eni, sia contro Saipem. Eni e Saipem hanno ricorso al GIP di Milano che ha respinto la richiesta della Procura. La Procura ha insistito ed ha ricorso alla Corte di Appello; anche la Corte di Appello ha respinto la richiesta della Procura. Attualmente, la vicenda è in Cassazione su richiesta della Procura. ------Infine l'azionista Biggeri chiede di avere informazioni in relazione all'indagine per ipotesi di corruzione in Kazakistan. -----Nel 2007, la Procura di Roma aveva aperto un procedimento su questo tema: supposta corruzione in Kazakistan. Nel maggio 2008 questo procedimento è stato chiuso dal Giudice per le indagini preliminari di Roma. Ad ottobre del 2009 la Procura di Milano ha fatto una richiesta generica di documentazione sempre con riferimento all'ipotesi di corruzione internazionale. Eni, come sempre, ha fornito la massima disponibilità e cooperazione con la Magistratura anche su questo tema.



L'azionista Scarabino chiede di sapere quale sia lo stato del lodo definito con la Fintermica. Il procedimento arbitrale, che era stato avviato nel 2007 nei confronti di Eni da Fintermica, si è concluso con un lodo che è stato pronunciato il 26 novembre 2008, con il quale il Collegio arbitrale, a fronte di una richiesta originaria di Fintermica di 133 milioni di euro, ha riconosciuto a Fintermica la somma di 5 milioni di Euro. Data la non rilevanza della somma rispetto alla richiesta, nonché alla impossibilità di procedere a un'impugnazione del lodo per motivi di diritto, si è data esecuzione a questa sentenza e il pagamento è già avvenuto. -----Sempre l'azionista Scarabino chiede di sapere quale sia lo stato dell'appello proposto dalla società verso la sentenza del Tribunale di Torino che ha condannato Syndial al pagamento di una elevatissima somma di 1 miliardo e 833 milioni di Euro. ------Anche di questo abbiamo dato notizia nei bilanci a partire dalla Semestrale del 2008. Nel frattempo, ai primi di luglio 2009, Syndial ha notificato l'atto di appello alla sentenza.. All'udienza dell'11 dicembre 2009, quindi in data abbastanza recente, la Corte di appello ha preso atto che nel frattempo era stata modificata in maniera abbastanza importante la normativa sul danno ambientale in base ad una norma intervenuta e quindi, in attesa che il Ministero dell'Ambiente emani le norme di attuazione di questa nuova legge, ha disposto il rinvio dell'udienza al 28 maggio 2010. -----Non sono stati fatti accantonamenti in bilancio in quanto Eni ritiene che la sentenza possa essere riformata e che la nuova normativa sul danno ambientale cambi in maniera molto rilevante la dimensione dell'eventuale



quantum, peraltro oggi difficile da stimare. -----L'azionista Scarabino chiede di avere notizie sullo stato del contenzioso amministrativo in ordine all'estinzione della bonifica del Lago Maggiore. -----Il Ministero dell'Ambiente nel 2009, senza motivazioni tecniche e senza tener conto di tutta la lunga storia del sito - vicenda alla quale Eni è estranea ha imputato a Syndial la responsabilità in merito alla contaminazione del Lago Maggiore e la necessità di bonifica del lago. È stato presentato da parte di Syndial un ricorso al Tar Piemonte, avverso il procedimento ministeriale. Lo stesso Tar ha rinviato a data da destinarsi la discussione sulla richiesta di sospensiva, in attesa di una conferenza dei servizi per l'approvazione del piano di caratterizzazione. Vorrei anche cogliere l'occasione per dire che queste attività sono arrivate ad Eni con una Legge del 1980, quando la SIR stava fallendo; allora fu approvata una legge ad hoc e tutte le attività e passività furono poste per legge in capo ad Eni. Naturalmente, passando attività e passività senza dare nessuna garanzia comprendevano tutti i rischi, compresi quelli che oggi chiamiamo rischi ambientali. Quindi, Eni non solo ha dovuto prendersi carico di queste aziende che erano in larghissima perdita ma oggi le vengono anche imputati danni relativi a periodi in cui non era né proprietaria, né gestore del sito. C'è però una differenza da allora ad oggi: allora l'Eni era un ente pubblico, interamente di proprietà dello Stato, mentre oggi l'Eni è una società quotata di cui lo Stato detiene il 30% e l'altro 70% appartiene ad azionisti del mercato. L'azionista Scarabino chiede, inoltre, di conoscere le determinazioni della società, a seguito del provvedimento dell'Autorità Garante di Concorrenza e Si riferisce alla campagna pubblicitaria per l'offerta "10conte" rivolta ai clienti domestici nel mercato libero, diffusa dalla Società attraverso diversi mezzi di comunicazione dal settembre 2008 fino a fine 2009. Prima ancora che l'Autorità potesse chiudere l'istruttoria, l'Eni ha spontaneamente anticipato le determinazioni integrando il testo di tutti i messaggi pubblicitari su base volontaria. Quindi, ha pienamente recepito le indicazioni dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato. -----Ultima domanda dell'azionista Scarabino è quale sia lo stato dell'istruttoria che l'Autorità Garante della Concorrenza e del mercato ha avviato nei confronti delle compagnie petrolifere per possibile intesa restrittiva della concorrenza nella vendita al consumo dei prodotti petroliferi. -----Questo è un procedimento che è iniziato nel gennaio 2007, avente ad oggetto una possibile intesa restrittiva della concorrenza ai sensi dell'articolo 81 del Trattato della Comunità europea nei confronti di Eni e di altre otto compagnie petrolifere. Si è concluso senza erogazione di alcuna sanzione il 20 settembre 2007, con provvedimento dell'Autorità, che ha approvato gli impegni assunti da ciascuna delle compagnie petrolifere a cui si riferiva l'indagine. Gli impegni di Eni prevedono tra l'altro una riduzione sul prezzo dei carburanti benzina e gasolio che siano venduti con modalità self pre-pay, chiamiamoli Iperself, che dureranno fino al 31 dicembre 2010. -----PIERGIORGIO BERTANI. -----

Gradirei una parola su un problema che ritengo molto importante e che però non ha avuto risposta e cioè il discorso del ruolo dell'azionista di riferimento, le responsabilità che il Codice Civile attribuisce all'azionista di riferimento, nel senso di rispondere nel caso si siano prese decisioni sbagliate o

pericolose e, invece, il precedente pericoloso del fallimento Alitalia che ha				
visto lo Stato tirare il sasso e nascondere la mano, nel senso che ha deciso				
di non fare onore alle sue responsabilità e derubare chi aveva prestato i sol-				
di allo Stato				
Io ho fatto un'ipotesi di scuola perché l'Eni è solida e ben gestita però mi in-				
teressava, come ipotesi di scuola, avere un'opinione al riguardo perché an-				
che l'Eni, in teoria, potrebbe domani, dall'azionista di riferimento, essere				
portata su un terreno disastroso perché ha la facoltà e la possibilità di farlo,				
danneggiando gli azionisti senza risponderne				
PRESIDENTE POLI				
La sua domanda ha due risvolti: uno riguarda la possibilità di influire da				
parte dell'azionista di riferimento e di costringere le società partecipate, con				
disposizioni di legge o quello che sia, a delle eventuali situazioni non ri-				
spettose dei diritti in questo caso degli obbligazionisti. Cominciamo con il				
dire che questa è una domanda che riguarda il Ministero dell'Economia. Per				
quanto riguarda l'Eni, le posso assicurare, essendone il Presidente da otto				
anni, che ordini da parte degli azionisti di riferimento non ci sono, che fac-				
ciamo gli interessi di tutti gli azionisti e che su questo siamo fermi perché				
ovviamente ci sentiamo di rispettare le regole del mercato				
Su quello che possa essere successo in Alitalia francamente non le so dire				
DANIELA AMBRUZZI				
Vorrei avere una risposta sulla possibilità di inserire gli indici ratios nel bi-				
lancio di Eni al fine di una sua migliore lettura				
PAOLO SCARONI - Amministratore Delegato				
Terremo conto delle sue osservazioni				

FERRUCCIO MAURO.
Vorrei che in tema di sicurezza delle sedi Eni si seguisse la stessa policy
che è stata adottata in piazzale Enrico Mattei
PAOLO SCARONI - Amministratore Delegato
Forse la ragione della differente procedura sta nel fatto che nella sede di
piazza Enrico Mattei il palazzo è unico e con un ingresso unico, mentre ne-
gli uffici di Via Laurentina vi sono più palazzi e più ingressi
*****
Al termine delle risposte fornite dall'Amministratore Delegato, riprende
la parola il Presidente e chiede all'Ufficio di Presidenza se vi sono richieste,
da parte degli azionisti, di effettuare dichiarazioni di voto sui punti della
parte ordinaria e straordinaria.
Ricorda che, ai sensi del Regolamento assembleare, sono ammesse solo
dichiarazioni di voto e non repliche. Ricorda altresì che sono consentite di-
chiarazioni di voto della durata massima complessiva di 2 (due) minuti sui
punti della parte ordinaria e straordinaria.
Prendono la parola:
RICCARDO PACIFICO.
La gestione del rischio non necessariamente è qualche cosa di operativo,
serve anche per individuare il rischio e gestirlo. Gestire il rischio vuol dire
che lei ha delle carte in mano, ha un'operazione in mano che però sa da che
punto sta andando se sta passando certi limiti o no. Gestione non necessa-
riamente vuol dire copertura. Solo se del caso faccio la copertura
In secondo luogo, quando fu votato l'acquisto di azioni proprie, in nessun
momento fu finalizzato. Si disse soltanto c'è un esubero di liquidità che ser-



#### UGO BIGGERI. ----

Ne avevo parlato anche prima al tavolo di registrazione, ho due dichiarazioni di voto perché ho due diverse deleghe. Intanto volevo chiarire che per la Siemens Cag, che è la gestione del Fondo Pensione della Siemens voto a favore di tutti i punti all'ordine del giorno. Lo dico perché il fatto stesso che abbiamo dei soggetti esteri che ci chiedono di votare per loro, lo prendiamo come certificazione della serietà del lavoro che stiamo facendo. -----Invece, per la Fondazione Responsabilità Etica dichiaro il mio voto di astensione sul bilancio perché già avevo questa convinzione in base alle non risposte dell'anno scorso, proprio sulle questioni dell'affare di Bonny Island. cosa che mi è stata confermata dalla non risposta che mi è arrivata oggi. ----Poi anche sulla non risposta sulle questioni riguardo alla Nigeria. -----Sull'attribuzione dell'utile ci asteniamo, riteniamo che in realtà è in calo il dividendo rispetto agli anni scorsi, però il totale dei dividendi pagati rispetto ai guadagni, in realtà, è passato dal 47% del 2008 all'83% del 2009. È vero che bisogna mantenere la fiducia degli azionisti però, prima o poi, bisognerà dire che non possiamo dare questi dividendi. -----Invece, sugli ultimi due punti all'ordine del giorno, votiamo favorevolmen-

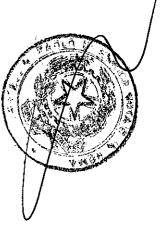
te, non penso ci sia bisogno di spiegare le motivazioni perche ovviamente si
tratta di funzioni di controllo e anche delle modifiche dello statuto della
parte straordinaria
****
Il Presidente dichiara chiusa la discussione e pone in votazione le singo-
le proposte sui punti dell'ordine del giorno di parte ordinaria e straordinaria.
Invita gli azionisti a non assentarsi durante la votazione e a comunicare
prima di ciascuna votazione, ai sensi delle disposizioni vigenti e dello statu-
to, l'esistenza di eventuali situazioni di carenza di legittimazione al voto o
di esclusione dal voto e l'esistenza di eventuali patti parasociali. Informa,
inoltre, che non sono state comunicate situazioni di carenza di legittimazio-
ne al voto.
Il Presidente invita l'Assemblea a procedere alla votazione, utilizzando il
telecomando. Ricorda che sul display del telecomando compariranno il nu-
mero del punto all'ordine del giorno oggetto della votazione e il messaggio
"VOTAZIONE APERTA". L'azionista o il delegato esprimeranno il voto
premendo uno solo dei pulsanti presenti sul telecomando, contrassegnati ri-
spettivamente con le scritte "FAVOREVOLE", "CONTRARIO" o "ASTE-
NUTO" e, immediatamente dopo, il tasto "OK". Fino a quando questo ulti-
mo tasto non sarà premuto, l'intenzione di voto potrà essere modificata dal-
l'interessato. Il voto espresso resterà impresso sul display fino al termine di
ogni singola votazione e sul display apparirà il messaggio "VOTO REGI-
STRATO"
Il voto potrà essere espresso entro il termine di 1 (uno) minuto dall'inizio d
coni votazione: decorso questo termine, a meno di specifiche esigenze tec-



niche, il Presidente dichiarerà chiusa la votazione. In caso di mancata scelta
di una delle opzioni sopra indicate, l'azionista sarà considerato "astenuto e
non votante"
L'Ufficio di Presidenza provvederà alla registrazione dei voti espressi per
corrispondenza.
******
Il Presidente mette in votazione la proposta del Consiglio di amministra-
zione relativa al punto 1 dell'ordine del giorno di parte ordinaria, che è del
seguente tenore:
"Signori Azionisti,
in relazione al punto 1 all'ordine del giorno, siete invitati ad approvare il bi-
lancio di esercizio al 31 dicembre 2009 di Eni S.p.A. che chiude con l'utile
di 5.060.639.549,44 (cinquemiliardisessantamilioniseicentotrentanovemila-
cinquecentoquarantanove virgola quarantaquattro) Euro."
Sono presenti n. 1.608 (milleseicentootto) azionisti di cui n. 1.605 (mil-
leseicentocinque), in proprio o per delega, e n. 3 (tre) per corrispondenza, ti-
tolari di complessive n. 1.627.633.374 (unmiliardoseicentoventisettemilio-
niseicentotrentatremilatrecentosettantaquattro) azioni, pari al 40,64% (qua-
ranta virgola sessantaquattro per cento) del capitale sociale
Effettuata la votazione, viene comunicato il risultato della votazione sul
punto 1 all'ordine del giorno di parte ordinaria
Hanno votato a favore
n. 1.582 (millecinquecentoottantadue) azionisti titolari di n. 1.626.467.691
(unmiliardoseicentoventiseimilioniquattrocentosessantasettemilaseicentono-
vantuno) azioni

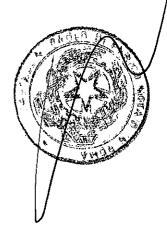


Hanno votato contro
n. 6 (sei) azionisti titolari di n. 77.031 (settantasettemilatrentuno) azioni
Astenuti e non votanti
n. 20 (venti) azionisti titolari di n. 1.088.652 (unmilioneottantottomilasei-
centocinquantadue) azioni
Il Presidente comunica quindi che la proposta è approvata a maggioran-
L'elenco esplicativo del risultato della votazione si allega al presente ver-
bale sotto la lettera "E"
Il Presidente mette in votazione la proposta del Consiglio di amministra- zione relativa al <b>punto 2</b> dell'ordine del giorno di parte ordinaria, che è del
seguente tenore:
"Signori Azionisti,
in relazione ai risultati conseguiti, il Consiglio di amministrazione Vi pro-
pone di deliberare:
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 5.060.639.549,44 (cinquemiliardi-
sessantamilioniseicentotrentanovemilacinquecentoquarantanove virgola
quarantaquattro) Euro, che residua in 3.249.436.231,44 (tremiliardiduecen-
toquarantanovemilioniquattrocentotrentaseimiladuecentotrentuno virgola
quarantaquattro) Euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo del-
l'esercizio 2009 di 0,50 (zero virgola cinquanta) Euro per azione deliberato
dal Consiglio di Amministrazione il 10 settembre 2009 e messo in paga-
mento il 24 settembre 2009 come segue:



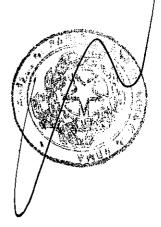
agli azionisti a titolo di dividendo 0,50 (zero virgola cinquanta) Euro
per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco
cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'ac-
conto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 (zero virgola cinquanta) Eu-
ro; il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2009 ammonta percio
a 1,00 (uno virgola zero zero) Euro;
alla Riserva disponibile l'importo che residua dopo l'attribuzione propo-
sta del dividendo;
- il pagamento del saldo dividendo 2009 a partire dal 27 maggio 2010, con
stacco fissato al 24 maggio 2010."
Sono presenti n. 1.604 (milleseicentoquattro) azionisti, di cui n. 1.601
(milleseicentouno) in proprio o per delega, e n. 3 (tre) per corrispondenza,
titolari di complessive n. 1.627.622.959 (unmiliardoseicentoventisettemilio-
niseicentoventiduemilanovecentocinquantanove) azioni, pari al 40,64%
(quaranta virgola sessantaquattro per cento) del capitale sociale
Effettuata la votazione, viene comunicato il risultato della votazione sul
punto 2 all'ordine del giorno di parte ordinaria.
Hanno votato a favore
n. 1.584 (millecinquecentoottantaquattro) azionisti titolari di n.
1.627.235.059 (unmiliardoseicentoventisettemilioniduecentotrentacinque-
milacinquantanove) azioni
Hanno votato contro
n. 4 (quattro) azionisti titolari di n. 3.412 (tremilaquattrocentododici) azio-
ni
Astenuti e non votanti

n. 16 (sedici) azionisti titolari di n. 384.488 (trecentoottantaquattromila-
quattrocentoottantotto) azioni
****
Il Presidente comunica quindi che la proposta è approvata a maggioran-
za
L'elenco esplicativo del risultato della votazione si allega al presente ver-
bale sotto la lettera "F"
**********
Il Presidente mette in votazione la proposta relativa al punto 3 dell'ordi-
ne del giorno di parte ordinaria, che è del seguente tenore:
"Signori Azionisti,
siete invitati ad approvare il conferimento dell'incarico di revisione contabi-
le oggi revisione legale dei conti del bilancio di Eni S.p.A. per gli esercizi
2010 - 2018 secondo i termini e le modalità proposti dal Collegio Sindaca-
le."
Sono presenti n. 1.604 (milleseicentoquattro) azionisti di cui n. 1.601
(milleseicentouno), in proprio o per delega, e n. 3 (tre) per corrispondenza,
titolari di complessive n. 1.627.622.959 (unmiliardoseicentoventisettemilio-
niseicentoventiduemilanovecentocinquantanove) azioni, pari al 40,64%
(quaranta virgola sessantaquattro per cento) del capitale sociale
Effettuata la votazione, viene comunicato il risultato della votazione sul
punto 3 all'ordine del giorno di parte ordinaria
Hanno votato a favore
n. 1.581 (millecinquecentoottantuno) azionisti titolari di n. 1.625.995.629
(unmiliardoseicentoventicinquemilioninovecentonovantacinquemilaseicen-



toventinove) azioni
Hanno votato contro
n. 7 (sette) azionisti titolari di n. 5.347 (cinquemilatrecentoquarantasette)
azioni
Astenuti e non votanti
n. 16 (sedici) azionisti titolari di n. 1.621.983 (unmilioneseicentoventunmi-
lanovecentoottantatre) azioni
Il Presidente comunica quindi che la proposta è approvata a maggioran-
za
L'elenco esplicativo del risultato della votazione si allega al presente ver-
bale sotto la lettera "G".
****
Il Presidente mette in votazione la proposta del Consiglio di amministra-
zione relativa al punto 1 dell'ordine del giorno di parte straordinaria, che è
del seguente tenore:
"Signori Azionisti,
siete invitati
- ad approvare le modifiche degli articoli 1, 4, 12, 14, 15 e 16 dello statuto
di Eni S.p.A. secondo il testo proposto. Le modifiche relative agli articoli 1,
4 e 15 saranno efficaci a partire dalla data di iscrizione delle stesse nel Re-
gistro delle Imprese ai sensi dell'art. 2436 del codice civile, mentre quelle
relative agli articoli 12, 14 e 16 saranno efficaci a partire dal giorno 1º no-
vembre 2010 (come previsto dalla legge);
- a prendere atto che il Consiglio di amministrazione terrà conto, in sede di

successivo adeguamento normativo dello statuto, delle modifiche dello stesso secondo il testo come sopra proposto ed in particolare della previsione della "unica convocazione" dell'Assemblea; ------ a conferire all'Amministratore Delegato ogni più ampio potere affinché, anche a mezzo di procuratori e con l'osservanza dei termini e delle modalità di legge, dia esecuzione alla presente delibera, proceda al deposito dello statuto nel Registro delle Imprese, nonché apporti, ove opportuno o necessario, aggiunte, modifiche e soppressioni formali per l'iscrizione nel Registro delle Imprese." --------- La proposta di modifica degli articoli 1, 4, 12, 14, 15 e 16 dello statuto risulta contenuta nel documento che si allega al presente verbale sotto la lettera "H", il tutto secondo il "testo proposto" dei medesimi articoli a fronte dei quali risulta il "testo vigente". --------- Sono presenti n. 1.604 (milleseicentoquattro) azionisti di cui n. 1.601 (milleseicentouno), in proprio o per delega, e n. 3 (tre) per corrispondenza, titolari di complessive n. 1.627.622.959 (unmiliardoseicentoventisettemilioniseicentoventiduemilanovecentocinquantanove) azioni, pari al 40,64% (quaranta virgola sessantaquattro per cento) del capitale sociale. -------- Effettuata la votazione, viene comunicato il risultato della votazione sul punto 1 all'ordine del giorno di parte straordinaria. -----Hanno votato a favore -----n. 1.504 (millecinquecentoquattro) azionisti titolari di n. 1.620.783.524 (unmiliardoseicentoventimilionisettecentoottantatremilacinquecentoventiquat-



tro) azioni
Hanno votato contro
n. 5 (cinque) azionisti titolari di n. 4.362 (quattromilatrecentosessantadue)
azioni
Astenuti e non votanti
n. 95 (novantacinque) azionisti titolari di n. 6.835.073 (seimilioniottocento-
trentacinquemilasettantatre) azioni
****
Il Presidente comunica quindi che la proposta è approvata a maggioran-
za
L'elenco esplicativo del risultato della votazione si allega al presente ver-
bale sotto la lettera "I"
*****
Il testo aggiornato dello statuto sociale – con le sole modifiche relative
agli articoli 1, 4 e 15 - si allega al presente verbale sotto la lettera "L"
****
Dopo di che, null'altro essendovi a deliberare, il Presidente dichiara
esaurito l'ordine del giorno e scioglie l'Assemblea
Sono le ore quattordici e trenta
Del che è verbale."
****
- Io Notaio vengo dispensato dal dare lettura degli allegati
E richiesto io Notaio ho compilato e ricevuto il presente atto e ne ho da-
to lettura al Signor Comparente che da me interpellato lo approva dichiaran-
TO TENDE A RESIDENCE COMPAREME CHE HA THE HILCIDEHAM TO ADDIOVA GICHIAFAIF

dolo conforme alla sua volontà e lo firma con me Notaio alle ore diciassette	
e dieci nei ventidue fogli di cui consta, scritto in parte da persona di mia fi-	
ducia ed in parte da me Notaio in ottantasei pagine intere ed in ventitre li-	
nee della presente.	
F.to ROBERTO POLI	
- " PAOLO CASTELLINI - Notaio	
<u> </u>	
	V

Accepant 'A'
Refer 18284
Anno 151° - Numero 35

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

# GAZZETTA



# UFFICIALE

# DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE SECONDA

Roma - Martedì, 23 marzo 2010

Si pubblica il martedì, il glovedì e il sabato

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA Amministrazione presso l'istituto poligrafico e zecca dello stato - libreria dello stato - piazza G. Verdi 10 - 00198 Roma - centralino 06-85081

Le inserzioni si ricevono presso l'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato in Roma (Ufficio Inserzioni - Piazza Verdi, 10 - Telefoni 06-85082146 06-85082189). Le somme da inviare per il pagamento delle inserzioni devono essere versate sul c/c postale n. 16715047 intestato a: Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato – Roma. Le librerie concessionarie possono accettare solamente avvisi consegnati a mano e accompagnati dal relativo importo. L'importo degli abbonamenti deve essere versato sul c/c postale n. 16716029 intestato a: Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato. – Roma. Sul retro deve essere indicata la causale nonché il codice fiscale o il numero di partita IVA dell'abbonato. Le richieste dei fascicoli separati devono essere inviate all'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato, versando il relativo importo sul predetto conto corrente postale

# FOGLIO DELLE INSERZIONI

## SOMMARIO

化基础 化二氯化二甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基甲基	1.0				
ANNUNZI COMMERCIALI	100		C.C.C S.p.a.		
		<del>-</del>	Convocazione di assemblea ordinaria (TS10AAA2978)	Pag.	. 9
Convocazioni di assemblea			CASSA DI RISPARMIO DI LUCCA PISA LIVORNO S.P.A.  CONVOCAZIONE ASSEMBLEA (TIOAAA3170)		
		•	TOTAL ASSEMBLEA (TOAAAS1/0)	Pag.	. 6
AdF - AEROPORTO DI FIRENZE - S.p.a.  Convocazione di assemblea ordinaria (TS10AAA2968)	Pag.	22	Cooperativa Edilizia MONTE BIANCO Società		٠.
AQUILONE SOCIETÀ COOPERATIVA EDILIZIA p.a	L tex	.*	Convocazione di assemblea ordinaria (TC10AAA3124)	Pag.	. 7
Convocazione assemblea ordinaria (TC10AAA3117)	Pag.	9	Cooperativa Edilizia PORTO SOLE		
AUTOSERVIZI ZEPPIERI - S.p.a.			Convocazione di assemblea ordinaria (TC10AA43121)	Pag <sub>k</sub>	8
Convocazione di assemblea (TS10AAA3066)	Pag.	11	COOPERATIVA SOCIALE HUMANITAS LIVORNO Convocazione assemblea ordinaria (TC10AAA3111)	Pag.	8
BANCA DI CREDITO COOPERATIVO «S. FELI- CITA M.» AFFILE - Società cooperativa			ENI S.P.A.		.*
Avviso di convocazione (TS10AAA2984)	Pag.	12	Convocazione dell'assemblea degli obbligazionisti (T10AAA3162)	Pag.	,2
BANCA POPOLARE DELL'ETRURIA E DEL LAZIO Società cooperativa	:		ENI S.P.A.	s.,	
Convocazione di assemblea (TS10AAA2913)	Pag.	17	Convocazione di assemblea ordinaria e straordinaria (T10AAA3155)	Pag.	.1
BANCA POPOLARE DI BARI			ENI S.P.A.		
Convocazione di Assemblea Ordinaria (T10AAA3164)	Pag.	7	Convocazione dell'assemblea degli obbligazionisti (T10AAA3160)	Pag.	1
BANCA POPOLARE DI SPOLETO SPA		ļ	GEWISS S.P.A.	-	
CONVOCAZIONE DI ASSEMBLEA ORDINARIA (T10AAA3169)	Pag.	5	CONVOCAZIONE DI ASSEMBLEA ORDINARIA	o <sub>ag.</sub>	4
				. "	

# 75728 89

## Annunzi commerciali

#### CONVOCAZIONI DI ASSEMBLEA

#### ENI S.P.A.

Sede sociale: Roma, Piazzale Enrico Mattei, n. 1.
Capitale sociale: euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro delle imprese: di Roma
R.E.A. Roma n. 756453
Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006

Convocazione dell'assemblea degli obbligazionisti

L'Assemblea degli obbligazionisti titolari di obbligazioni denominate "ENI TF 2009-2015" è convocata in Roma, Via del Serafico, 79, il 23 aprile 2010 alle ore 9,00 in prima convocazione e occorrendo, il 26 ed il 27 aprile 2010, rispettivamente in seconda e terza convocazione, stessi ora e luogo, per discutere e deliberare sul seguente

#### Ordine del giorno

1. Nomina del rappresentante comune degli obbligazionisti, determinazione della sua durata in carica e del compenso.

Per l'intervento all'assemblea è richiesta la comunicazione rilasciata almeno due giorni non festivi prima della data dell'Assemblea in prima convocazione da un intermediario finanziario autorizzato. La Segreteria Societaria di Eni S.p.A. è a disposizione per eventuali ulteriori informazioni al numero verde 800940924 [dall'estero: 800 112 234 56, previa digitazione del prefisso di accesso internazionale (+)] e al numero di fax + 390659822233. Il presente avviso, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana, su "Il Sole 24 Ore" nonché su altri quotidiani a diffusione nazionale, è disponibile anche sul sito Internet www.eni.com.

Il Presidente Del Consiglio Di Amministrazione Roberto Poli

T10AAA3160 (A pagamento).

#### ENI S.P.A.

Sede sociale: Roma, Piazzale Enrico Mattei, n. 1
Capitale sociale: euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro delle imprese: di Roma
R.E.A. Roma n. 756453
Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006

Convocazione di assemblea ordinaria e straordinaria

L'Assemblea degli Azionisti dell'Eni S.p.A. è convocata in sede ordinaria i giorni 27 e 29 aprile 2010, rispettivamente in prima e seconda convocazione, alle ore 10,00, in Roma, Via del Serafico, 79 e in sede straordinaria i giorni 23, 27 e 29 aprile 2010 rispettivamente in prima, seconda e terza convocazione, stessa ora e luogo per discutere e deliberare sul seguente

#### ORDINE DEL GIORNO

#### PARTE ORDINARIA

- 1. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009 dell'Eni S.p.A.; bilancio consolidato al 31 dicembre 2009; relazioni degli Amministratori, del Collegio Sindacale e della Società di revisione.
  - 2. Attribuzione dell'utile di esercizio.
- 3. Conferimento dell'incarico di revisione contabile 2010-2018.

#### PARTE STRAORDINARIA

1. Proposta di modifica degli articoli 1, 4, 12, 14, 15 e 16 dello statuto. Delibere conseguenti.

Partecipazione all'assemblea. Per l'intervento all'Assemblea è richiesta la comunicazione rilasciata da un intermediario finanziario autorizzato, almeno due giorni non festivi prima della data dell'Assemblea. L'avente diritto può, tramite l'intermediario, ritirare la predetta comunicazione, perdendo la legittimazione a intervenire in Assemblea. I possessori di azioni non ancora dematerializzate che intendano partecipare all'Assemblea dovranno consegnarle previamente a un intermediario per la loro immissione nel sistema di gestione accentrata in regime di dematerializzazione e chiedere il rilascio della comunicazione sopra citata. Integrazione dell'ordine del giorno su richiesta dei soci. Ai sensi dell'articolo 13, comma 1, dello Statuto, i soci che, anche congiuntamente, rappresentino almeno un quarantesimo del capitale sociale, possono chiedere, entro cinque giorni dalla pubblicazione del presente avviso, l'integrazione dell'elenco delle materie da trattare, indicando nella domanda gli argomenti proposti. L'integrazione non è ammessa per gli argomenti sui quali l'Assemblea delibera, a norma di legge, su proposta degli Amministratori o sulla base di un progetto o di una relazione da essi predisposta. Delle integrazioni ammesse dal Consiglio di Amministrazione è data notizia almento dioci giorni prima della data fissata per l'Assemblea mediante avviso da pubblicare come indicato nel citato articolo. cizio del voto per delega: Per agevolare la ventica dei poteri-rappresentativi loro attribuiti, coloro che intendano partecipare all'Assemblea in rappresentanza di Azionisti di divalti aventi diritto possono inviare la documentazione compravante i loro poteri alla Segreteria Societaria di Eni S.p.A. per posta, anche in copia, o per fax, almeno due giorni prima della data dell'Assemblea stessa. La delega è riportata in calce alla comunicazione rilasciata dall'intermediario depositario per l'intervento in Assemblea. Esercizio del voto per corrispondenza: Il voto può essere esercitato anche per corrispondenza in conformità alle disposizioni vigenti in materia e subordinatamente al rilascio della predetta comunicazione da parte degli intermediari finanziari autorizzati. La scheda di voto e la relativa busta saranno inviate agli Azionisti che ne faranno richiesta alla Società. La busta contenente la scheda di voto compilata e sottoscritta dovrà essere ricevuta dalla Segreteria Societaria di Eni S.p.A., Piazzale Enrico Mattei, n. 1 - 00144 Roma entro le quarantotto ore precedenti l'assemblea. Non saranno presi in considerazione i voti espressi nelle schede ricevute dopo tale termine. Il voto per corrispondenza è esercitato direttamente dal titolare su ciascuna delle proposte di deliberazione formu-



late. Il voto espresso per corrispondenza può essere revocato mediante dichiarazione espressa portata a conoscenza della Società almeno il giorno prima dell'Assemblea. Possessori di ADRs: I possessori di ADRs, quotati alla Borsa di New York e rappresentativi ciascuno di due azioni ordinarie Eni S.p.A., che risulteranno iscritti alla data del 25 marzo 2010 nell'apposito registro tenuto dalla JPMorgan Chase Bank, N.A., banca depositaria degli ADRs, avranno la facoltà di partecipare all'Assemblea, di rilasciare delega di voto o di esercitare il voto per corrispondenza, osservati gli adempimenti di deposito e registrazione indicati nell'ADR Deposit Agreement; i medesimi possessori, anche qualora abbiano rilasciato delega di voto o si siano avvalsi del voto per corrispondenza, avranno la facoltà di presenziare all'Assemblea, previa richiesta scritta alla JPMorgan Chase Bank, N.A. Informazioni per gli azionisti: La relazione del Consiglio di Amministrazione sulle proposte concernenti le materie all'ordine del giorno dell'Assemblea e la documentazione relativa a dette materie saranno depositate presso la sede della società e la Borsa Italiana S.p.A. nei termini di legge e rimarranno a disposizione degli Azionisti fino alla data di svolgimento dell'Assemblea. Il capitale sociale è di euro 4.005.358.876,00 (quattromiliardicinquemilionitrecentocinquantottomila ottocentosettantasei virgola zero zero) rappresentato da 4.005.358.876 (quattromiliardicinquemilionitrecentocinquantottomilaottocentosettantasei) azioni ordinarie del valore nominale di euro 1,00 (uno virgola zero zero) ciascuna. Le azioni sono indivisibili e ciascuna dà diritto a un voto ad eccezione delle azioni proprie in portafoglio alla data dell'Assemblea.

Gli esperti, gli analisti finanziari e i giornalisti che intendano assistere all'Assemblea dovranno far pervenire, per posta o per fax, apposita richiesta alla Segreteria Societaria dell'Eni S.p.A. almeno due giorni prima della data dell'Assemblea. I Signori Azionisti sono cortesemente invitati a presentarsi in anticipo rispetto all'orario di inizio dell'Assemblea al fine di agevolare le operazioni di ammissione; le operazioni di registrazione saranno espletate presso la sede di svolgimento dell'Assemblea a partire dalle ore 9,00. La Segreteria Societaria di Eni S.p.A. è a disposizione per eventuali ulteriori informazioni al Numero Verde 800 940 924 (dall'estero: 800 112 234 56 previa digitazione del prefisso di accesso internazionale (+), al numero di fax +390659822233 e all'indirizzo e-mail segreteriasocietaria.azionisti@eni.com. In considerazione della composizione dell'azionariato della Società, è prevedibile che l'Assemblea in sede ordinaria e straordinaria si terra il 29 aprile 2010. Al riguardo, specifico avviso sarà pubblicato su "Il Sole 24 Ore", "Corriere della Sera" e "Financial Times" nonché sul sito Internet www.eni. com. Il presente avviso, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana, su "Il Sole 24 Ore", "Corriere della Sera" e "Financial Times" e la documentazione relativa all'Assemblea saranno disponibili anche sul sito Internet www.eni.com e potranno essere chiesti all'indirizzo e-mail segreteriasocietaria.azionisti@eni.com, ai numeri verdi o fax sopra indicati

Il Presidente Del Consiglio Di Amministrazione Roberto Poli

T10AAA3155 (A pagamento).

#### ENI S.P.A.

Sede sociale: Roma, Piazzale Enrico Mattei, n. 1
Capitale sociale: euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro delle imprese: di Roma
R.E.A. Roma n. 756453
Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006

Convocazione dell'assemblea degli obbligazionisti

L'Assemblea degli obbligazionisti titolari di obbligazioni denominate "ENI TV 2009-2015" è convocata in Roma, Via del Serafico, 79, il 23 aprile 2010 alle ore 11,00 in prima convocazione e, occorrendo, il 26 ed il 27 aprile 2010, stessi ora e luogo, rispettivamente in seconda e terza convocazione, per discutere e deliberare sul seguente

#### Ordine del giorno

 Nomina del rappresentante comune degli obbligazionisti, determinazione della sua durata in carica e del compenso.

Per l'intervento all'assemblea è richiesta la comunicazione rilasciata almeno due giorni non festivi prima della data dell'Assemblea in prima convocazione da un intermediario finanziario autorizzato. La Segreteria Societaria di Eni S.p.A. è a disposizione per eventuali ulteriori informazioni al numero verde 800940924 [dall'estero: 800 112 234 56, previa digitazione del prefisso di accesso internazionale (+)] e al numero di fax + 390659822233. Il presente avviso, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana, su "Il Sole 24 Ore" nonché su altri quotidiani a diffusione nazionale, è disponibile anche sul sito Internet www.eni.com.

Il Presidente Del Consiglio Di Amministrazione Roberto Poli

T10AAA3162 (A pagamento).

## LA PINETA - Società cooperativa edilizia

(in liquidazione vol.)
Sede in Lecce, via di Pettorano n. 13
Codice fiscale e partita I.V.A. n. 00959010794

Avviso di convocazione della assemblea ordinaria dei soci

Per il giorno 22 aprile 2010 per le ore 10,30 presso la sede sociale, su invito del Consiglio di amministrazione è convocata l'assemblea ordinaria dei soci in prima convocazione ed occorrendo per il giorno 23 aprile 2010 alla medesima ora e luogo in seconda convocazione, per discutere e deliberare sul seguente

Ordine del giorno:

1. Approvazione bilancio al 31 dicembre 2009.

Il liquidatore: Pano Mario

TC10AAA3023 (A pagamento).



Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

Seconda convocazione

Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728 91 EMI Alagar' 8'/Rgi F 18284

NOVE TO THE REPORT OF THE PROPERTY OF THE PROP	DEES (AVO) OPER GORRISPONDENZA : - 58	TAIDMERO, DE VAIONI TOTVALE
ACHILLI VELIANO		500
AMBRUZZI DANIELA		275
AMICARELLI PAOLO		50
ARMANDO ANTONIO		600
BERTANI PIER GIORGIO		1.000
CAZZOLA MANUELA		1.200
CECCARELLI CLAUDIO		460
DE IANNI NICOLA		1.500
DI TEODORO VITO		500
FIORENTINI GIANLUCA		5
FIORENTINI GIANMARIO		5
FRALLEONI GIOVANNI		200
GRECO CARLA		1
GROTTI ALBERTO	••	100
IADICICCO ANTONIO		3.000
IEPPARIELLO ANTONIO		500
LA VERDE LUCIO		1.000
MASTROVINCENZO NICOLA	•	100
MAURO FERRUCCIO		500/
MILLOZZA ENRICA		500
PACIFICO RICCARDO		
PAPI GIUSEPPE		Took Took
PEDERSOLI LANFRANCO		) ( ) ( ) ( ) ( ) ( ) ( ) ( ) ( ) ( ) (
PETRICCA ALBERTO		1,900
QUAGLIERO GIOVANNI		10.000
SANCIOLO MAURO		500
SANGIORGI GIORGIO		93.000
SARTOR LUIGI		50
SCARABINO PIETRO GIULIO		V 100.
SPINA ROSARIO		3.200
TADDEO ANTONIA		180
STICHTING BEWAARDER DEMINOR ACTIVE GOVERMANCE FUND	ALBANO ARTURO	75.000
ALBERICO ANTONIO	ALBERICO RAFFAE	825
ORTOLANI ANNA MARIA	ALBERICO RAFFAE	550
A.A BNP PAM - ISR	ANTONELLI SIMONA	17.331
A.A BNP PAM -ISR	ANTONELLI SIMONA	7.025

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



A.AIDEAM-ISR	ANTONELLI SIMONA	19.180
AA EDRAM ACTIONS EURO	ANTONELLI SIMONA	140.774
ABP ACTIONS	ANTONELLI SIMONA	1.795.200
ACTIF CANTON CREDIT AGRICOLE	ANTONELLI SIMONA	8.908.437
ACTIF CANTON LCL	ANTONELLI SIMONA	1.625.666
ACTIONS EURO RETRAITE	ANTONELLI SIMONA	22.740
ADPACTIONS	ANTONELLI SIMONA	2.981
AGIRC F1	ANTONELLI SIMONA	2.250
AGRICAPI	ANTONELLI SIMONA	25.776
AGRIPLAN EXPANSION FCPE CAES	ANTONELLI SIMONA	81.538
ALCATEL 1	ANTONELLI SIMONA	2.310
APOLLINE 1 ACTIONS	ANTONELLI SIMONA	284.350
AREVA DIVERSIFIE OBLIGATAIRE	ANTONELLI SIMONA	9.999 \
ASSURDIX	ANTONELLI SIMONA	295.062
ATOUT EUROLAND	ANTONELLI SIMONA	2.393.557
ATOUT EUROPE MONDE	ANTONELLI SIMONA	443.237
ATOUT FRANCE	ANTONELLI SIMONA	331.976
ATOUT QUANTEUROLAND	ANTONELLI SIMONA	358.889
ATOUT VIVACTIONS	ANTONELLI SIMONA	317.858
BOISSY ORIZON DURABLE	ANTONELLI SIMONA	12.680
BOURBON'2	ANTONELLI SIMONA	100.000
CA EDRAM ACTIONS EURO	ANTONELLI SIMONA	97.131
CAAM ACTIONS DURABLES	ANTONELLI SIMONA	68.130
CAAM ACTIONS EURO CA-MF	ANTONELLÍ SIMONA	93,269
CAAM ACTIONS FONCIER	ANTONELLI SIMONA	76.000
CAAM ACTIONS INTERNATIONALES	ANTONELLI SIMONA	106.059
CAAM ACTIONS RESTRUCTURATIONS	ANTONELLI SIMONA	926.845
CAAM DYNALION EUROPE (CA) - L025	ANTONELLI SIMONA	908.197
CAAM DYNARBITRAGE INTERNATIONAL	ANTONELLI SIMONA	148.000
CAAM DYNARBITRAGE VAR 8	ANTONELLLSIMONA	152.100
CAAM DYNARBITRAGE VAR4	ANTONELLI SIMONA	221.800
CAAM INDEX EURO	ANTONELLI SIMONA	402.512
CAAM INDEX EUROPE	ANTONELLI SIMONA	147.681
CAAM INDEXED FRANCE PLUS	ANTONELLI SIMONA	205.946
CAAM INDICIA MEDIAN	ANTONELLI SIMONA	154.251
CAAM LABEL DYNAMIQUE	ANTONELLI SIMONA	32.168
CAAM LABEL EQUILIBRE	ANTONELLI SIMONA	116.681
CAAM LABEL PRUDENCE	ANTONELLI SIMONA	21.899
	·	

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728 93

		•
CAAM MONETAIRE PEA	ANTONELLI SIMONA	3.194.877
CAAM RESA ACTIONS EURO	ANTONELLI SIMONA	166.382
CAAM SELECT EURO	ANTONELLI SIMONA	121.381
CAAM SELECT FRANCE	ANTONELLI SIMONA	175.670
CARP - INDO	ANTONELLI SIMONA	107.279
CARPIMKO INTERNATIONAL	ANTONELLI SIMONA	49.615
CDC AD-EUROPE	ANTONELLI SIMONA	29.760
CL EPARGNE DYNAMIQUE	ANTONELLI SIMONA	2.264
CL EPARGNE DYNAMIQUE	ANTONELLI SIMONA	33.570
CLIKEO 3	ANTONELLI SIMONA	43.846
CMD AGIRC IXIS D	ANTONELLI SIMONA	77.134
CNP ACP ACTIONS LT	ANTONELLI SIMONA	21.398
CNP ASSUR PIERRE	ANTONELLI SIMONA	28.915
CNP ASSUR VALEURS	ANTONELLI SIMONA	. 54. <b>508</b>
CONCORDE 96	ANTONELLI SIMONA	27.538
COVEA FINANCE ACTIPERFORMANCE	ANTONELLI SIMONA	51.300
DARTY DIVERSIFIE EQUILIBRE	ANTONELLI SIMONA	11.655
DESERET HEALTHCARE EMPLOYEE BENEFIT TRUST	ANTONELLI SIMONA	4.900
DESERET MUTUAL MASTER RETIREMENT PLAN	ANTONELLI SIMONA	62.800
DRAKKAR AVRIL 2012	ANTONELLI SIMONA	8.615
DRAKKAR DECEMBRE 2011	ANTONELLI SIMONA	37.630 /
DRAKKAR JUILLET 2011	ANTONELLI SIMONA	10.230
DYNALION EUROPE NON CYCLIQUE	ANTONELLI SIMONA	15.936
DYNALION EUROPE NON CYCLIQUE	ANTONELLI SIMONA	73,047
DYNALION MONDE PEA L997	ANTONELLI SIMONA	28,500
ECA DIVERSIFIE	ANTONELLI SIMONA	21/225
ECUREUIL 1,2,3 FUTUR	ANTONELLI SIMONA	29 .378
ECUREUIL DYNAMIQUE +	ANTONELLI SIMONA	659.545
ECUREUIL ENERGIE	ANTONELLI SIMONA	201.772
ECUREUIL EQUILIBRE	ANTONELLI SIMONA	78.553
ECUREUIL VITALITE	ANTONELLI SIMONA	6.967
EGEPARGNE 1	ANTONELLI SIMONA	17.595
EGERIS OBJECTIF EURO	ANTONELLI SIMONA	89.384
EPARGNE EQUILIBRE FCPE	ANTONELLI SIMONA	4.751
EPARGNE EQUILIBRE FCPE	ANTONELLI SIMONA	24.410
EPARGNE PRUDENCE THALES	ANTONELLI SIMONA	38.768
EQUILIBRE PROTEGE ACTIONS-TAUX	ANTONELLI SIMONA	172,172
EQUILIBRE PROTEGE ARBITRAGE ACTIFS	ANTONELLI SIMONA	60.032

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



EQUIPSUPER		ANTONELLI SIMONA	54.838
ETHICON		ANTONELLI SIMONA	4.004
EUROSOCIETALE	• • • • • • • • • • •	ANTONELLI SIMONA	275.095
EVIAN A EQUILIBRE		ANTONELLI SIMONA	15.744
FC CARPIMKO		ANTONELLI SIMONA	41.968
FCP ABP PERP		ANTONELLI SIMONA	31.800
FCP ARRCO LONG TERME D		ANTONELLI SIMONA	241.550
FCP ATOUT PULSACTIONS		ANTONELLI SIMONA	348.010
FCP BOURBON 3	•	ANTONELLI SIMONA	29.556
FCP CAAM PEA COURT TERME	*	ANTONELLI SIMONA	180.000
FCP CLIKEO		ANTONELLI SIMONA	128.119
FCP CLIKEO 2		ANTONELLI SIMONA	59.939
FCP COVEA FINANCE ACTIONS EUROPE	INSTIT II	ANTONELLI SIMONA	71.580
FCP COVEA FINANCE ACTIONS EUROPE	INSTIT II	ANTONELLI SIMONA	1.105.116
FCP CRN SOGE ACTIONS		ANTONELLI SIMONA	69.000
FCP DRAKKAR 28.12.2011		ANTONELLI SIMONA	10.015
FCP DRAKKAR 28.12.2011		ANTONELLI SIMONA	146.853
FCP DRAKKAR 30.04.2012		ANTONELLI SIMONA	19,925
FCP ECUREUIL HARMONIE	·	ANTONEŁLI SIMONA	4.632
FCP ECUREUIL INVESTISSEMENTS		ANTONELLI SIMONA	1.975.300
FCP ECUREUIL TONIQUE		ANTONELLI SIMONA	1.950
FCP FDRN BNP PAM		ANTONELLI SIMONA	15.788
FCP FORN SGAM		ANTONELLI SIMONA	31.071
FCP FILTREO 2		ANTONELLI SIMONA	5.621
FCP FILTREO 4		ANTONELLI SIMONA	3.540
FCP FMS 3		ANTONELLI SIMONA	76.125
FCP GRD 18		ANTONELLI SIMONA	900.000
FCP HAMELIN DIVERSIFIE PERP	•	ANTONELLI SIMONA	1.400
FCP HOCHE ACTIONS		ANTONELLI SIMONA	33.926
FCP HORIZON		ANTONELLI-SIMONA	4.678
FCP ICARE		ANTONELLI SIMONA	85.064
FCP MATMUT ACTIONS EURO		ANTONELLI SIMONA	140.500
FCP NATIXIS ACTIONS EURO GROWTH		ANTONELLI SIMONA	82.028
FCP PORTFOLIO ACTIONS EUROPE		ANTONELLI SIMONA	516.667
FCP PULSIA 3		ANTONELLI SIMONA	20.867
FCP RSI EURO P	•	ANTONELLI SIMONA	754.343
FCP TONI ACTIONS 100		ANTONELLI SIMONA	135.597
FCP VOLTA		ANTONELLI SIMONA	80.133
- ***		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	<del></del>

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728 95

		•
FCPE ADPARGNE	ANTONELLI SIMONA	7.645
FCPE AMUNDI RESA ACTIONS EUROPE	ANTONELLI SIMONA	191.871
FCPE AMUNDI RESA ACTIONS FRANCE	ANTONELLI SIMONA	100.377
FCPE AMUNDI RESA DYNAMIQUE	ANTONELLI SIMONA	214.230
FCPE AMUNDI RESA EQUILIBRE	ANTONELLI SIMONA	233.274
FCPE AMUNDI RESA ESG ACTIONS EURO	ANTONELLI SIMONA	207.865
FCPE AMUNDI RESA PRUDENT	ANTONELLI SIMONA	60.437
FCPE CAMERON FRANCE SA	ANTONELLI SIMONA	4.903
FCPE DYNAMIQUE JAS HENNESSY & CO	ANTONELLI SIMONA	5.867
FEDERSTOCKS	ANTONELLI SIMONA	11.969
FEDERVAL	ANTONELLI SIMONA	231.527
FLOREAL	ANTONELLI SIMONA	40.671
FMS 1	ANTONELLI SIMONA	38.149
FORTIS INVESTMENT MANAGEMENT	ANTONELLI SIMONA	208.851
FRUCTIFONDS VALEURS EUROPEENNES	ANTONELLI SIMONA	153.014
GRD 10 - CREDIT AGRICOLE ASSET MANAGEMENT	ANTONELLI SIMONA	92.990
GRD 11 - CREDIT AGRICOLE ASSET MANAGEMENT	ANTONELLI SIMONA	1.010
GRD 14	ANTONELLI SIMONA	612.293
GRD 15	ANTONELLI SIMONA	89.850
GRD 20	ANTONELLI SIMONA	269.540
GRD 4	ANTONELLI SIMONA	2.261.709
GRD ACTIONS ZONE EURO	ANTONELLI SIMONA	33.325
GRD IFC 97	ANTONELLI SIMONA	20.000
HAMELIN DIVERSIFIE II	ANTONELLI SIMONA	45.198
I CROISSANCE	ANTONELLI SIMONA	A
I.P.I.E.E.S.	ANTONELLI SIMONA	\$ 402
INDOCAM FLAMME	ANTONELLI SIMONA	\$5.535
INSERTION EMPLOIS	ANTONELLI SIMONA	144.889
IXIS EURO ACTIONS	ANTONELLI SIMONA	41.078
IXIS FLAMME	ANTONELLI SIMONA	62.305
JO HAMBRO CAPITAL MGMT CLIENT AC JO HAMBRO CAPITAL MGMT I	ANTONELLI SIMONA	800
L.S. DYNAMIQUE	ANTONELLI SIMONA	12.347
LBPAM ACTIONS DEVELOPPEMENT DURABLE	ANTONELLI SIMONA	837.423
LBPAM ACTIONS DIVERSIFIE	ANTONELLI SIMONA	640.000
LBPAM ACTIONS EURO	ANTONELLI SIMONA	806,825
LBPAM ACTIONS EUROPE	ANTONELLI SIMONA	139.000
LBPAM ACTIONS INDICE	ANTONELLI SIMONA	751.252
LBPAM ACTIONS ISR MONDE	ANTONELLI SIMONA	6.212

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli





LBPAM PROFIL 100	ANTONELLI SIMONA	105.677
LBPAM PROFIL 80 PEA	ANTONELLI SIMONA	305.868
LBPAM VOIE LACTEE 2	ANTONELLI SIMONA	17.296
LE LIVRET PORTEFEUILLE SICAV	ANTONELLI SIMONA	9.885
LION FLAMME	ANTONELLI SIMONA	51.341
LV CHALLENGE	ANTONELLI SIMONA	46.377
MAGNESIUM OCTOBRE 2005	ANTONELLI SIMONA	3.135
MARKET VECTORS RVE HARD ASSETS PRODUCER ETF	ANTONELLI SIMONA	44.109
MEDERIC ALZHEIMER IXIS AM	ANTONELLI SIMONA	6.780
MONTPARNASSE LONG TERME	ANTONELLI SIMONA	6.240
N 1 RENDEMENT USINOR	ANTONELLI SIMONA	23.840
NADAUD	ANTONELLI SIMONA	27.019
NATIXIS ES ACTIONS EURO	ANTONELLI SIMONA	46.921
NATIXIS EURO ACTIONS VALUE	ANTONELLI SIMONA	111.143
NATIXIS ISR ACTIONS	ANTONELLI SIMONA	141.093
OACET	ANTONELLI SIMONA	4.320
PFP-ISR • • • • • • • • • • • • • • • • • • •	ANTONELLI SIMONA	3.900
PORTFOLIO SERENITE PEA	ANTONELLI SIMONA	315.789
PREDICA ISR EUROPE	ANTONELLI SIMONA	16.993
PREDICA ISR MONDE	ANTONELLI SIMONA	7.790
PROTEIN 2	ANTONELLI SIMONA	103.146
PROTEIN 3	ANTONELLI SIMONA	804.246
PROTEINFCP	ANTONELLI SIMONA	130.232
PULSIA TO THE TOTAL OF THE PULSIA TO THE PUL	ANTONELLI SIMONA	170.172
PULSIA 2	ANTONELLI SIMONA	574.967
QUERCUS	ANTONELLI SIMONA	74.883
ROCKFORD HEALTH SYSTEM MASTER TRUST	ANTONELLI SIMONA	13.823
ROCKFORD HEALTH SYSTEM PENSION PLAN	ANTONELLI SIMONA	4.449
SANOFIAVENTIS US SAVINGS MASTERTRUST	ANTONELLI SIMONA	31.323
SARASIN ACTIONS EURO ISR	ANTONELLI-SIMONA	11:000
SEMERIA DECEMBRE 2007	ANTONELLI SIMONA	477
SFI CNP ASSUR	ANTONELLI SIMONA	5.550
SICAV 5000	ANTONELLI SIMONA	1.727.664
SICAV AMUNDI ACTIONS EUROPE	ANTONELLI SIMONA	99.000
SICAV AMUNDI ACTIONS EUROPE ASIE	ANTONELLI SIMONA	23.554
SICAV NATIXIS ACTIONS EUROPE HORS FRANCE	ANTONELLI SIMONA	29.520
SLIVAFRANCE	ANTONELLI SIMONA	466.572
STE LYONNAISE DINVESTISSEMENT EN VALEURS MOBILIERES	ANTONELLI SIMONA	8.136
	-,. <del>-,</del>	. 0.100

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



7572897

		• - (
TRIALIS MARS 2006	ANTONELLI SIMONA	305
TRIPLEO 2	ANTONELLI SIMONA	94.344
TUTELAIRE ACTIONS	ANTONELLI SIMONA	14.743
TUTELAIRE ACTIONS ETHIQUES	ANTONELLI SIMONA	9.262
UNIVERS CNP 1	ANTONELLI SIMONA	157,493
VIVACCIO ACTIONS	ANTONELLI SIMONA	862.351
VOCATION MARCHE ARIANESPACE CONSEIL DE SURVEILLANCE DU	ANTONELLI SIMONA	5.066
XENYS	ANTONELLI SIMONA	4.000
CHIURAZZI LUIGI	APAI-APAENI	1.000
CHIURAZZI LUIGI	APAI-APAENI	2.800
RINALDI ROSANNA	APAI-APAENI	275
FONDAZIONE CULTURALE RESPONSABILITA' ETICA	BIGGERI UGO	80
SIEMENS KAPITALANLAGEGESELLCSHAFT MBH	BIGGERI UGO	4.475.203
PEGASO SPA	CHIANESE GIUSEPPE	37.891
COLLEONI ANGELO	COLLEONI ANGELO	1.487
ANGELINI SANTA	COLLEONI ANGELO	1.507
DELL'ACQUA GIUSEPPE	COMIS DA RONCO	150
401(K) SAV.E PROF.SHAR.PLANNIKE INC	DE COSMO AMANDA	18.574
A I DUPONT TESTAMENTARY TRUST	DE COSMO AMANDA	105.125
ABERDEEN ETHICAL WORLD FUND	DE COSMO AMANDA	476.300
ABERDEEN EUROPEAN GROWTH FUND	DE COSMO AMANDA	490.617
ABERDEEN GLOBAL FUNDS	DE COSMO AMANDA	57.980
ABERDEEN GLOBAL FUNDS	DE COSMO AMANDA	88.000
ABERDEEN GLOBAL FUNDS	DE COSMO AMANDA	17/100
ABERDEEN GLOBAL FUNDS	DE COSMO AMANDA	2-33.100
ABERDEEN INTERNATIONAL EQUITY FUND	DE COSMO AMANDA	21.500
ABERDEEN MULTI-ASSET FUND	DE COSMO AMANDA	544.000
ABERDEEN WORLD EQUITY FUND	DE COSMO AMANDA	1.042.900
AIM DIVERSIFIED DIVIDEND FUND	DE COSMO AMANDA	333.901
ALASKA ELECTRICAL PENSION PLAN	DE COSMO AMANDA	6.274
ALTRINSIC GLOBAL EQUITY TRUST	DE COSMO AMANDA	26.170
ALTRINSIC INTL EQUITY PORTFOLIO LP	DE COSMO AMANDA	75.800
AMERICAN HONDA MOTOR CO RETIREMENT	DE COSMO AMANDA	274.643
AMERICAN LEBANESE SYRIAN ASSOCIATED	DE COSMO AMANDA	47.239
ARBEIT INVESTMENT LIMITED PARTNERSHIP	DE COSMO AMANDA	2.527
ARMY EMERGENCY RELIEF	DE COSMO AMANDA	17.150
AURION INTERNATIONAL DAILY EQUITY FD	DE COSMO AMANDA	217.300
BAKER HUGHES INC MASTER TRUST	DE COSMO AMANDA	36.117

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



BANK OF BERMUDA LIMITED RE SCHLUMBERGER RE IPSC GLOBAL E	DE COSMO AMANDA	73.160
BANK OF BOTSWANA	DE COSMO AMANDA	102.950
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS, N.A. INVESTMENT FUNDS FOR EMPL	DE COSMO AMANDA	378.643
BAY CARE HEALTH SYSTEM GROUP INVEST.	DE COSMO AMANDA	4.800
BAYCARE SYSTEM MASTER CUSTODY POOL	DÉ COSMO AMANDA	68.693
BBH (LUX) SCA CUST F MITS UFJ GLB MUTB620021371-ST	DE COSMO AMANDA	549.200
BBH B J T S RE CMA MFS EX-JAPAN GROWTH MOTHER FUND	DE COSMO AMANDA	5.000
BBH B J T S RE CMA MFS EX-JAPAN GROWTH MOTHER FUND	DE COSMO AMANDA	79.815
BBH BOS MTBJ RE: MANULIFE INTL BOND INDEX MOTH FND	DE COSMO AMANDA	425.600
BELL ALIANT - ALTRINSIC	DE COSMO AMANDA	16.770
BELL ALIANT REGIONAL COMMUNICATIONS INC	DE COSMO AMANDA	210.000
BLUE CROSS E SHIELD ASS RET BEN TST	DE COSMO AMANDA	9.369
BRANDES CANADA INTL EQUITY UNIT TRUST	DE COSMO AMANDA	587.952
BRANDES INL'T EQUITY FUND	DE COSMO AMANDA	2.900
BRANDES INL'T EQUITY FUND	DE COSMO AMANDA	130.800
BRANDES INL'T EQUITY FUND	DE COSMO AMANDA	780.106
BRANDES INSTITUTIONAL FIXED INCOME	DE COSMO AMANDA	3.199
BRANDES INVEST PARTNERS LP 401K	DE COSMO AMANDA	6.000
BRANDES INVEST PARTNERS LP 401K	DE COSMO AMANDA	7.900
BRANDES INVESTMENT FUNDS PLC	DE COSMO AMANDA	297.700
BRANDES INVESTMENT FUNDS PLC	DE COSMO AMANDA	646.864
BRITISH COLUMBIA INV.MAN.CORPORATION	DE COSMO AMANDA	25.100
BRITISH COLUMBIA INV.MAN.CORPORATION	DE COSMO AMANDA	67.219
BRITISH COLUMBIA INV.MAN.CORPORATION	DE COSMO AMANDA	70.141
BRITISH COLUMBIA INV.MAN.CORPORATION	DE COSMO AMANDA	80.846
BRITISH COLUMBIA INV.MAN.CORPORATION	DE COSMO AMANDA	101.000
BRITISH COLUMBIA INV.MAN.CORPORATION	DE COSMO AMANDA	251.166
BRITISH COLUMBIA INV.MAN.CORPORATION	DE COSMO AMANDA	256.800
BRITISH COLUMBIA INV.MAN.CORPORATION	DE COSMO AMANDA	385.529
BRITISH COLUMBIA INV. MAN. CORPORATION	DE COSMO-AMANDA	777.449
Brandes Canada Global Equity Unit Tr	DE COSMO AMANDA	191.900
CALIFORNIA PHYSICIAN'S SERVICE	DE COSMO AMANDA	47.444
CAMPBELL SOUP RETIREMENT PLAN TRUST	DE COSMO AMANDA	84.686
CAMPBELL SOUP RETIREMENT PLAN TRUST	DE COSMO AMANDA	3.000
CANADIAN MEDICAL ASSOC PEN PLN	DE COSMO AMANDA	21.900
CANWEST MEDIA WORKS INC.	DE COSMO AMANDA	10.550
CARLE CLINIC PENSION PLAN	DE COSMO AMANDA	3.093
CATERPILLAR GROUP INSURANCE TRUST	DE COSMO AMANDA	35.200

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

### Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728

		- 1 •
CATERPILLAR INC INVEST TRUST	DE COSMO AMANDA	63.404
CATERPILLAR INC MASTER RETIRE TRUST	DE COSMO AMANDA	292.500
CB-KZOO LOCAL UNION NO 357 PENSION F BRA	DE COSMO AMANDA	6.150
CENTERPOINT ENERGY MASTER RETIR TST	DE COSMO AMANDA	18.314
CHRISTIAN SCHOOL PENSION AND TRUST	DE COSMO AMANDA	75.921
CI CANADIAN INVESTMENT FUND	DE COSMO AMANDA	241.102
CI CORPORATE CLASS LTD	DE COSMO AMANDA	11.640
CI CORPORATE CLASS LTD	DE COSMO AMANDA	13.950
CI CORPORATE CLASS LTD	DE COSMO AMANDA	44.520
CI CORPORATE CLASS LTD	DE COSMO AMANDA	128.990
CI CORPORATE CLASS LTD	DE COSMO AMANDA	231.310
CI GLOBAL VALUE FUND	DE COSMO AMANDA	20.811
CI INTERNATIONAL VALUE FUND	DE COSMO AMANDA	75.200
CITY E COUNTY OF SWANSEA PENSION FUND	DE COSMO AMANDA	143.200
CITY OF AUSTIN EMPLOYEES RETIR SYSTE	DE COSMO AMANDA	106.690
CITY OF LOS ANGELES FIRE POLICE PLAN	DE COSMO AMANDA	102,700
CITY OF LOS ANGELES FIRE POLICE PLAN	DE COSMO AMANDA	688.359
CITY OF MILWAUKEE EMPLOY RETIREMENT	DE COSMO AMANDA	20.710
CITY OF MILWAUKEE EMPLOY RETIREMENT	DE COSMO AMANDA	294.311
CLERICAL MED INVEST GROUP LIMITED	DE COSMO AMANDA	101.068
COLUMBIA/HCA HEALTHCARE CORPORATION	DE COSMO AMANDA	44.029
COLUMBIA/HCA HEALTHCARE CORPORATION	DE COSMO AMANDA	31.400
COMERCIA BANK FOR BRICKLAYERS+TROWEL TRA	DE COSMO AMANDA	26.800
COMERCIA BK FOR CHICAGO AREA INTERNATION	DE COSMO AMANDA	7.300
COMERCIA BK FOR NATIONAL AUTOMATIC SPRIN	DE COSMO AMANDA	36,200
COMERICA BK FOR SDA INTERNATNAL EQUITY I	DE COSMO AMANDA	39.953
COMERICA BK NATNL AUTOM SPRNK PENS FD	DE COSMO AMANDA	40.200
CONCORDIA RETIREMENT PLAN	DE COSMO AMANDA	26.231
CORNWALL COUNTY COUNCIL PENSION FUND	DE COSMO AMANDA	73.300
CSA B EQUITY EURO	DE COSMO AMANDA	35.982
CSA B PENSION EQ EMU L CAP	DE COSMO AMANDA	3.914
CSA L EQUITY EURO	DE COSMO AMANDA	193
CSA L EQUITY SRI EUROPE	DE COSMO AMANDA	1.455
CSA L EQUITY WORLD	DE COSMO AMANDA	2.362
CSA L GLOBAL QUANT EQ POOL	DE COSMO AMANDA	325
Cavendish Asset Management Limited	DE COSMO AMANDA	10.520
Chemtura Corporation Master Retir TR	DE COSMO AMANDA	30.300
Commonwealth of Pennsylvania - Public School Employees' Retirement Sys	DE COSMO AMANDA	58.447

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



Cummins Engine Co & Affiliates Collective Investment Trust	DE COSMO AMANDA	11.057
DALLAS SYMPHONY FOUNDATION	DE COSMO AMANDA	2.020
DANSKE CIVIL OG AKADEMI PENSIONS	DE COSMO AMANDA	121.951
DELA NATURA UITVAARTVERZEKERINGEN NV	DE COSMO AMANDA	359.369
DETROIT MEDICAL CENTER CONSOLIDATED PENS	DE COSMO AMANDA	9.161
DETROIT MEDICAL CENTER PENSION PLAN	DE COSMO AMANDA	3.757
DEXIA EQUITIES L	DE COSMO AMANDA	257.135
DIOCESE OF BUFFALO	DE COSMO AMANDA	4.700
DIOCESE OF BUFFALO	DE COSMO AMANDA	7.900
DIOCESE OF FT. WAYNE-SOUTH BEND INVEST.	DE COSMO AMANDA	4.700
DIVERSIFIED FUND OF CANADA INT.SPEC	DE COSMO AMANDA	17.274
DMC INSURANCE CO LTD	DE COSMO AMANDA	2.450
DORSET COUNTY PENSION FUND	DE COSMO AMANDA	11.151
EAST BAY MUNICIPAL UTILITIES DISTRIC	DE COSMO AMANDA	16.900
EAST RIDING PENSION FUND	DE COSMO AMANDA	113.580
EMPLOYEES' RET SYSTEM STATE OF HAWAII	DE COSMO AMANDA	126.200
FEDERATED CITY RETIREMENT SAN JOSE	DE COSMO AMANDA	20.300
FIDELITY FUNDS SICAV	DE COSMO AMANDA	179,062
FIDELITY FUNDS SICAV	DE COSMO AMANDA	370.267
FIDELITY FUNDS SICAV	DE COSMO AMANDA	564.901
FIDELITY FUNDS SICAV	DE COSMO AMANDA	25.600
FIERA INTERNATIONAL EQUITY DIVERSIFIED FUNDUND	DE COSMO AMANDA	72.619
FIM INSTITUT EQUITY EMU D	DE COSMO AMANDA	6.560
FIREMAN'S RETIREMENT SYSTEM S. LOUIS	DE COSMO AMANDA	14.800
FIREMANS ANNUITY AND BENEFITS FUND O	DE COSMO AMANDA	59.900
FISHER INVEST GROUP FOREIGN EQUITY	DE COSMO AMANDA	28.900
FLF FUND OP EUROPE	DE COSMO AMANDA	500
FONDATION J.A. BOMBARDIER	DE COSMO AMANDA	8.613
FORD FOUNDATION	DE COSMO AMANDA	91.523
FORD MOTOR COMPANY DEFINED BENEFIT	DE COSMO AMANDA	351.825
FORD OF CANADA MASTER TRUST FUND	DE COSMO AMANDA	38.365
FORTIS L FD ACTCLOCK EURO	DE COSMO AMANDA	76
FORTIS L FUND EQ BASIC IND WORLD	DE COSMO AMANDA	7.150
FUND FOR EMPLOYEE BENEFIT TRUSTS	DE COSMO AMANDA	54.330
FUTURE FUND FOR BOARD OF GUARDIANS	DE COSMO AMANDA	60.884
FUTURE FUND FOR BOARD OF GUARDIANS	DE COSMO AMANDA	351.767
Fonds de compensation AVS - AHV Ausgleichsfonds	DE COSMO AMANDA	701.667
Fortis B Fund Consumer Goods Eur	DE COSMO AMANDA	7.760
	*	

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728 lol

		•
Fortis L Fund Equity Energy Europe	DE COSMO AMANDA	2.930
Fundo de Pensoes	DE COSMO AMANDA	83.307
GENERAL MOTORS CANADA DOMESTIC TRUST	DE COSMO AMANDA	18.762
GENERAL MOTORS CANADA FOREIGN TRUST	DE COSMO AMANDA	15.800
GLAXOSMITHKLINE ELECT MASTER TRUST FUND	DE COSMO AMANDA	26.900
GMO DEVELOPED WORLD STOCK FUND	DE COSMO AMANDA	215.614
GMO ERISA POOL	DE COSMO AMANDA	1.818.486
GMO FOREIGN FUND	DE COSMO AMANDA	2.114.326
GMO FUNDS PLC	DE COSMO AMANDA	16.338
GMO FUNDS PLC	DE COSMO AMANDA	206.651
GMO GLOBAL ACTIVE EQUITY FUND LP	DE COSMO AMANDA	49.571
GMO INTERNATIONAL CORE EQUITY FUND	DE COSMO AMANDA	3.255.370
GMO INTERNATIONAL INTRINSIC VALUE FUND	DE COSMO AMANDA	4.614.970
GMO INTL GROWTH EQUITY FUND	DE COSMO AMANDA	104.536
GMO REAL RET ASS ALL FUND LP	DE COSMO AMÁNDA	73.969
GMO TAX-MANAGED INTERNATIONAL EQUITIES F	DE COSMO AMANDA	417.825
GPB/J -AIG GLOBAL TRUST CLASS C	DE COSMO AMANDA	165.900
GRAHAM CAPITAL PARTNERSHIP I LP	DE COSMO AMANDA	20.000
HAMPSHIRE COUNTY COUNCIL PENSION FD	DE COSMO AMANDA	46.000
HANSBERGER INTERNATIONAL VALUE FUND	DE COSMO AMANDA	17.671
HONEYWELL MASTER PENSION TRUST	DE COSMO AMANDA	145.732
HONG KONG SPECIAL ADMIN EXCHANGE FD	DE COSMO AMANDA	358.518
HOSPITAL AUTHORITY PROVIDENT FUND S.	DE COSMO AMANDA:	248.866
HOUR GLASS INDEXED INT SHARED SECT TRUST	DE COSMO AMANDA	46.976
HOUSEHOLD INC.	DE COSMO AMANDA	48/058
HOUSTON POLICE OFFICERS PENS SYSTEM	DE COSMO AMANDA	1169,400
HSBC ETFS PUBLIC LIMITED COMPANY	DE COSMO AMANDA	31,575
HSBC EUROPEAN INDEX FUND	DE COSMO AMANDA	190.605
HSBC INV UK LIM RE SABB A	DE COSMO AMANDA	4.707
HSBC INVESTMENT FUNDS (UK) LIMITED	DE COSMO AMANDA	45.186
HSBC LIFE (UK) LIMITED	DE COSMO AMANDA	32,400
IAM NATIONAL PENSION FUND	DE COSMO AMANDA	244.727
ILLINOIS MUNICIPAL RETIREMENT FUND	DE COSMO AMANDA	526.932
INDIANA STATE TEACHERS RETIREMENT FD	DE COSMO AMANDA	37.582
INDIANA STATE TEACHERS RETIREMENT FD	DE COSMO AMANDA	73.249
INSTITUTIONAL MANAGED INTL EQ POOL	DE COSMO AMANDA	29.667
INTERNATIONAL EQUITY FUND	DE COSMO AMANDA	8.670
INTL TRANSPORT CORP RETIREE HEALTH	DE COSMO AMANDA	9.747

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

### Seconda convocazione



INTL TRUCK ENGINE CORP RETIREMENT	DE COSMO AMANDA	12.293
INTL TRUCK ENGINE CORP RETIREMENT	DE COSMO AMANDA	13.219
INVESCO GLOBAL EQUITY FUND	DE COSMO AMANDA	13.212
INVESCO TRIMARK CANADA FUND INC	DE COSMO AMANDA	6.231
INVESCO TRIMARK CORPORATE CLASS INC	DE COSMO AMANDA	1.961
IWA FOREST INDUSTRY PENSION PLAN	DE COSMO AMANDA	70.928
Indiana State Teachers' Retirement Fund	DE COSMO AMANDA	19.900
Inter-Local Pension Fund of the Graphic Communications Conference	DE COSMO AMANDA	16.035
Intl Union of Operating Engineers	DE COSMO AMANDA	15.650
Intl Union of Operating Engineers	DE COSMO AMANDA	57.300
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK	DE COSMO AMANDA	101.000
JAPAN TRUSTEE SERVICES BANK,LTD INV.FUND	DE COSMO AMANDA	587.000
JOHN CRAIG ZABKOWICZ	DE COSMO AMANDA	26
LABORERS'E RETIREMENT BOARD EMPLOYEE	DE COSMO AMANDA	43.950
LOCKHEED MARTIN CORP MASTER TRUST	DE COSMO AMANDA	130.850
LOMBARD ODIER DARIER HENTSCH FUND MANAGERS SA FIGO	DE COSMO AMANDA	25.033
LOMBARD ODIER DARIER HFM SA INSTITUTIONNEL-3D	DE COSMO AMANDA	205.124
LONDON BOROUGH HARINGEY PENSION FUND	DE COSMO AMANDA	35.200
LOS ANGELES CITY EMPLOYEES RETIREM.	DE COSMO AMANDA	85.199
LOS ANGELES CITY EMPLOYEES RETIREM.	DE COSMO AMANDA	108.600
LPI AKTIER EUROPA IV	DE COSMO AMANDA	13.573
LPIP AKT EUROPA III	DE COSMO AMANDA	195.492
LUTANES INVESTMENTS	DE COSMO AMANDA	5.000
MAVRIX GLOBAL FUND	DE COSMO AMANDA	5.221
MEADWESTACO CORP MASTER RETIREMENT	DE COSMO AMANDA	31.959
MELVIN SIMON	DE COSMO AMANDA	62
MISSOURI LOCAL GOV.EMPL.RETIR.SYSTEM	DE COSMO AMANDA	48.277
MISSOURI LOCAL GOV.EMPL.RETIR.SYSTEM	DE COSMO AMANDA	95.806
MISSOURI LOCAL GOV.EMPL.RETIR.SYSTEM	DE COSMO AMANDA	104.045
ML LAWRENCE TRUST	DE COSMO AMANDA	7.174
MONSANTO COMPANY MASTER TRUST	DE COSMO AMANDA	16.757
MOTOROLA INC PENSION PLAN	DE COSMO AMANDA	25.658
MURRAY JOHNSTONE DELAWARE BUSINESS	DE COSMO AMANDA	14.300
MURRAY JOHNSTONE DELAWARE BUSINESS	DE COSMO AMANDA	30,100
MURRAY JOHNSTONE DELAWARE BUSINESS	DE COSMO AMANDA	148.100
NEW HAMPSHIRE RETIREMENT SYSTEM	DE COSMO AMANDA	34.907
NEW HAMPSHIRE RETIREMENT SYSTEM	DE COSMO AMANDA	63.500
NEW ZEALAND SUPERANNUATION FUND	DE COSMO AMANDA	77.100

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

### Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728 lo3

NEW ZEALAND SUPERANNUATION FUND	DE COSMO AMANDA	97.145
NORTH ATLANTIC VALUE	DE COSMO AMANDA	3.000
NORTH ATLANTIC VALUE	DE COSMO AMANDA	3.000
NORTH ATLANTIC VALUE	DE COSMO AMANDA	56.500
NORTHERN TELECOM PENSION TST FUND	DE COSMO AMANDA	113.300
NORTHERN TRUST PRIVATE INVESTMENT F	DE COSMO AMANDA	50.680
NOVA SCOTIA TEACHERS PENSION FUND	DE COSMO AMANDA	80.372
NUCLEAR LIABILITIES FUND LIMITED	DE COSMO AMANDA	62.840
Nortel Networks Long-Term Investment Pla	DE COSMO AMANDA	23,618
ODDO ET CIE ENTERPRISE D'INVETISS.	DE COSMO AMANDA	304.538
OFFICEMAX MASTER TRUST	DE COSMO AMANDA	7.429
OPTIMIX WHOLESALE GLOBAL SHARE TRUST	DE COSMO AMANDA	463.300
ORPHEUS TRUST	DE COSMO AMANDA	34.804
ORPHEUS TRUST	DE COSMO AMANDA	3.600
Organisation Europeenne De Recherche Nucleaire CERN (Caisse de Pensic	DE COSMO AMANDA	35.104
PEOPLES ENERGY RETIREMENT PLAN	DE COSMO AMANDA	29.872
PEPSICO MASTER RETIREMENT TRUST	DE COSMO AMANDA	117.582
PETRO CANADA MASTER TRUST FUND	DE COSMO AMANDA	48.800
PF (LUX) EUR. SUSTAINABLE EQ PO L	DE COSMO AMANDA	8,200
PFIZER INC.RETIREMENT ANNUITY PLAN	DE COSMO AMANDA	19.314
PICTET (CH) CONCEPT FUND	DE COSMO AMANDA	917.235
PLEIADES TRUST	DE COSMO AMANDA	37.133
PLUMBERS UNION LOCAL 12 PENSION PLAN	DE COSMO AMANDA	6.600
POST GLOBAL SAFETY MIX	DE COSMO AMANDA	1.436
POTOMAC ELECTRIC POWER COMPANY	DE COSMO AMANDA	18.620
PROV NOVA SCOTIA PUBLIC SERV SUPERANN FD	DE COSMO AMANDA	65.460
PROVIDENCE HEALTH SYSTEM	DE COSMO AMANDA	12.100
Pension Fund Swiss Reinsurance Company (Swiss Re)	DE COSMO AMANDA	20.230
RBC O SHAUGHNESSY GLOBAL EQUITY FUND	DE COSMO AMANDA	36.663
RBC O'SHAUGHNESSY INTL EQUITY FUND	DE COSMO AMANDA	570.651
RBS AS DEP FOR CS G EQ	DE COSMO AMANDA	8.600
RBS AS DEP FOR CS G EQ	DE COSMO AMANDA	102.800
REFORM PENSION ROAD	DE COSMO AMANDA	14.385
REG RETR EMPL SYND COMN URB MONTREAL	DE COSMO AMANDA	103.000
ROSE JANE JAMIESON	DE COSMO AMANDA	250
ROYAL NATIONAL LIFEBOAT INSTITUTION	DE COSMO AMANDA	14.600
SAN FRANCISCO CITY E COUN.RET.SYSTEM	DE COSMO AMANDA	7.039
SAN FRANCISCO CITY E COUN.RET.SYSTEM	DE COSMO AMANDA	169.659

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

## Seconda convocazione



SAN FRANCISCO CITY E COUN.RET.SYSTEM	DE COSMO AMANDA	214.290
SCHLUMBERGER LTD MASTER PENS TRUST	DE COSMO AMANDA	79.720
SCHLUMBERGER UK COMMON INVESTM FUND	DE COSMO AMANDA	57.757
SELECT INTERNATIONAL EQUITY MANAGED FUND	DE COSMO AMANDA	18.700
SISTERS OF PROVIDENCE RETIRE, PLAN	DE COSMO AMANDA	5,300
SSGA MSCI EAFE INDEX FUND	DE COSMO AMANDA	64.742
ST ANDREWS LIFE ASSURANCE PLC	DE COSMO AMANDA	2.966
ST ANDREWS LIFE ASSURANCE PLC	DE COSMO AMANDA	3.334
ST ANDREWS LIFE ASSURANCE PLC	DE COSMO AMANDA	4.164
STICHTING BEDRIJFSPENSIOENFONDS VOOR	DE COSMO AMANDA	72.200
STICHTING BEDRIJFSPENSIOENFONDS VOOR	DE COSMO AMANDA	275.702
STICHTING INSTITUUT GAK	DE COSMO AMANDA	34.959
TANYA AND CHARLES BRANDES FOUNDATION	DE COSMO AMANDA	8.200
TENNESSE CONSOLIDATED RETIREMENT SYSTEM	DE COSMO AMANDA	304.255
TEXAS MUTUAL INSURANCE COMPANY	DE COSMO AMANDA	165.980
THE CALIFORNIA WELLNESS FOUNDATION	DE COSMO AMANDA	56.442
THE JOHN LAING PENSION FUND	DE COSMO AMANDA	82.553
THE NEW YORK TIMES CO. PENSION TRUST	DE COSMO AMANDA	19.395
THE ONTARIO PUB SER EMPL UNI PEN T F	DE COSMO AMANDA	494.368
THOMAS WHITE INTERNATIONAL FUND	DE COSMO AMANDA	222.600
THOMPSON & MURFF	DE COSMO AMANDA	21,198
TREDJE AP-FONDEN	DE COSMO AMANDA	230.337
TREDJE AP-FONDEN	DE COSMO AMANDA	916.213
The Royal Bank of Scotland plc as Deposi	DE COSMO AMANDA	19.260
UBS Fund Management (Switzerland) AG	DE COSMO AMANDA	436.374
UFCW INTERNATIONAL PENSION PLAN FOR EMPL	DE COSMO AMANDA	19.100
UFCW LOCAL 56 RETAIL MEAT PENSION FD	DE COSMO AMANDA	23.526
UFCW UNIONS E FOOD EMPLOYERS PLAN	DE COSMO AMANDA	20.220
UNITED INTL EQUITY VALUE POOL	DE COSMO AMANDA	203.140
UNITED NATIONS RELIEF AND WORKS FOR PALESTINIAN REFUGEES	DE COSMO AMANDA	16:029
UNIVERSE THE CMI GLOBAL NETWORK FUND	DE COSMO AMANDA	15.613
UNIVERSE THE CMI GLOBAL NETWORK FUND	DE COSMO AMANDA	28.979
UNIVERSE THE CMI GLOBAL NETWORK FUND	DE COSMO AMANDA	381.993
US DEPARTMENT ENERGY OAK RIDGE	DE COSMO AMANDA	35.352
University of Illinois Foundation	DE COSMO AMANDA	7.955
VIA RAIL PENSION PLAN EMPL NON UNION	DE COSMO AMANDA	57.400
VOLKSWAGEN US.INC.E.RETIREMENT PLAN	DE COSMO AMANDA	20.100
Voluntary Employees Beneficiary Association of the Non-Represented Emplo	DE COSMO AMANDA	13.665

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



		•
WHEELS COMMON INVESTMENT FUND	DE COSMO AMANDA	91.510
WHEELS COMMON INVESTMENT FUND	DE COSMO AMANDA	461.600
WILLIAM A COSENTINO	DE COSMO AMANDA	10.000
WINDSOR LIFE ASSURANCE COMPANY LTD	DE COSMO AMANDA	160.000
WINDSOR LIFE ASSURANCE COMPANY LTD	DE COSMO AMANDA	580.000
WORLD HEALTH ORGANISATION	DE COSMO AMANDA	9.007
WYETH MASTER RETIREMENT TRUST	DE COSMO AMANDA	182.938
1448 FCPE GE FACTOFRANCE	DE COSMO LEONARDO	6.000
1495 FCP CONTINENTAL	DE COSMO LEONARDO	2.000
1515 FCP GERARD PERRIER	DE COSMO LEONARDO	. 930
1612 FCP KOLBENSCHMIDT PIERBURG	DE COSMO LEONARDO	450
ABU DHABI RETIREMENT PENSION FUND	DE COSMO LEONARDO	76. <b>907</b>
ACM CAP 1052	DE COSMO LEONARDO	. 74
ACM ALLEGRO 1065	DE COSMO LEONARDO	157
ACM ALLEGRO 1066	DE COSMO LEONARDO	184
ACM CAP 1001	DE COSMO LEONARDO	323
ACM CAP 1004	DE COSMO LEONARDO	348
ACM CAP 1005	DE COSMO LEONARDO	171
ACM CAP 1006	DE COSMO LEONARDO	638
ACM CAP 1008	DE COSMO LEONARDO	360
ACM CAP 1009	DE COSMO LEONARDO	/ 259
ACM CAP 1013	DE COSMO LEONARDO	/ 254
ACM CAP 1019	DE COSMO LEONARDO	330
ACM CAP 1020	DE COSMO LEONARDO	332
ACM CAP 1021	DE COSMO LEONARDO	332
ACM CAP 1022	DE COSMO LEONARDO	390
ACM CAP 1023	DE COSMO LEONARDO	325
ACM CAP 1024	DE COSMO LEONARDO	323
ACM CAP 1025	DE COSMO LEONARDO	323
ACM CAP 1026	DE COSMO LEONARDO	379
ACM CAP 1027	DE COSMO LEONARDO \	155
ACM CAP 1031	DE COSMO LEONARDO V	217
ACM CAP 1034	DE COSMO LEONARDO	211
ACM CAP 1038	DE COSMO LEONARDO	571
ACM CAP 1041	DE COSMO LEONARDO	166
ACM CAP 1044	DE COSMO LEONARDO	334
ACM CAP 1046	DE COSMO LEONARDO	215
ACM CAP 1048	DE COSMO LEONARDO	155

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



ACM CAP 1053	DE COSMO LEONARDO	137
ACM CAP 1058	DE COSMO LEONARDO	404
ACM CAP 1059	DE COSMO LEONARDO	198
ACM CAP 1060	DE COSMO LEONARDO	176
ACM CAP 1062	DE COSMO LEONARDO	358
ACM CAP 1075	DE COSMO LEONARDO	194
ACM CAP 1077	DE COSMO LEONARDO	283
ACM CAPM 1043	DE COSMO LEONARDO	179
AIR LIQUIDE CANADA INC CANAD MASTER TR	DE COSMO LEONARDO	7.614
ALAN SAZANT & ROSE SAZANT JT TEN	DE COSMO LEONARDO	100
AREGE	DE COSMO LEONARDO	59.000
ARPEGE PREVOYANCE	DE COSMO LEONARDO	59.000
ARUN M PATEL & KIRTIDA A PATEL	DE COSMO LEONARDO	36
AVENIR EURO	DE COSMO LEONARDO	200.000
Aldivia Limited	DE COSMO LEONARDO	.122.000
BALL PACKAGING EUROPE BIERNE	DE COSMO LEONARDO	618
BANK NEGARA MALAYSIA	DE COSMO LEONARDO	24.149
BANK OF BERMUDA LIMITED RE SCHLUMBERGER RE IPSC GLOBAL E	DE COSMO LEONARDO	10.188
BBH BOS MTBJ RE: MANULIFE INTL BOND INDEX MOTH FND	DE COSMO LEONARDO	7.800
BBH BOS MTBJ RE: MANULIFE INTL BOND INDEX MOTH FND	DE COSMO LEONARDO	22.600
CANADA POST CORPORATION PENSION PLAN	DE COSMO LEONARDO	415.300
CHEVRON CANADA LIMITED MASTER TRUST	DE COSMO LEONARDO	3.986
CITY OF AUSTIN POLICE RET.SYSTEM	DE COSMO LEONARDO	35.300
CITY OF WINNIPEG CIVEMPL PENS PLAN	DE COSMO LEONARDO	56.189
CM ALLIANCE FCP	DE COSMO LEONARDO	4.000
CM CIC PEA SERENITE	DE COSMO LEONARDO	923.808
CM EUROPE ACTIONS	DE COSMO LEONARDO	62.227
CNM EVOLUTION	DE COSMO LEONARDO	5.380
CSAM MONCEAU	DE COSMO LEONARDO	345.000
DAVID A SHELDON	DE COSMO LEONARDO	179
ETHOS	DE COSMO LEONARDO	186
ETHOS	DE COSMO LEONARDO	395
FCP GROUPE BRIAND	DE COSMO LEONARDO	775
FCP ACANTHUS	DE COSMO LEONARDO	36.300
FCP AMORA MAILLE DIVERSIFIE	DE COSMO LEONARDO	1.000
FCP ANEP FORTIS	DE COSMO LEONARDO	78.764
FCP AVENIR ALIZES	DE COSMO LEONARDO	5.315
FCP BIO MERIEUX AVENIR	DE COSMO LEONARDO	10.648
	• • • • • • • • • • • • • • • • • •	.5.576

16

29/04/2010

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



	0			- 1	r c
7	5	7	2	8	401

<b>-</b> .		
FCP BRANT	DE COSMO LEONARDO	450
FCP BRONGNIART RENDEMENT	DE COSMO LEONARDO	250.000
FCP CAPITAL AD EUROPE	DE COSMO LEONARDO	37.850
FCP CAPSUGEL	DE COSMO LEONARDO	4.820
FCP CIC ACTIONS 60	DE COSMO LEONARDO	19.271
FCP CM ACTIONS EURO	DE COSMO LEONARDO	792.100
FCP CM FRANCE ACTIONS	DE COSMO LEONARDO	3.052.168
FCP DEGUSSA DYNAMIQUE	DE COSMO LEONARDO	2.500
FCP DEGUSSA MIXTE	DE COSMO LEONARDO	800
FCP ESSO DIVERSIFIE	DE COSMO LEONARDO	40.000
FCP ESSO EURO ACTIONS	DE COSMO LEONARDO	10.000
FCP EURO ETHIQUE INSTITUTIONS	DE COSMO LEONARDO	240.000
FCP FEDERIS ACT QUATREM	DE COSMO LEONARDO	84.000
FCP FEDERIS EURO ACTIONS	DE COSMO LEONARDO	288.000
FCP FEDERIS EUROPE ACTIONS	DE COSMO LEONARDO	81.000
FCP FEDERIS IRC ACTIONS	DE COSMO LEONARDO	356.424
FCP GESTION PLACEMENT 1	DE COSMO LEONARDO	3.290
FCP GROUPE BROSSETTE	DE COSMO LEONARDO	10.000
FCP GROUPE ROCHE	DE COSMO LEONARDO	20.000
FCP GUTENBERG	DE COSMO LEONARDO	3.165
FCP HENKEL DIVERSIFIE N 1	DE COSMO LEONARDO	/ 1.900
FCP HOWMET DIVERSIFIE	DE COSMO LEONARDO	1.095
FCP LAMARCK PLACEMENT	DE COSMO LEONARDO	5.895
FCP LUCKY	DE COSMO LEONARDO	1.320
FCP MEDERIC ACTION	DE COSMO LEONARDO	9 5.920
FCP MGE DYNAMIQUE EURO	DE COSMO LEONARDO	1.000
FCP NORDON INDUSTRIES	DE COSMO LEONARDO	1.900
FCP PATRIMOINE PLACEMENT	DE COSMO LEONARDO	750
FCP PATRIMOINE PLACEMENT 2	DE COSMO LEONARDO	700
FCP PATRIMOINE PLACEMENT 3	DE COSMO LEONARDO	2.000
FCP PATRIMOINE PLACEMENT 5	DE COSMO LEONARDO	1.550
FCP SCORE ACTIONS	DE COSMO LEONARDO	2.200
FCP SCORE AD BESANCON	DE COSMO LEONARDO	1.800
FCP SCORE AUMEX	DE COSMO LEONARDO	1.700
FCP SCORE BON SECOURS	DE COSMO LEONARDO	5.000
FCP SCORE COMPASSION	DE COSMO LEONARDO	4.400
FCP SCORE GALIEN	DE COSMO LEONARDO	4.440
FCP SCORE M O	DE COSMO LEONARDO	1.700

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



	FCP SCORE ORMESSON	DE COSMO LEONARDO	2.050
	FCP SCORE PILLAUD	DE COSMO LEONARDO	4.410
	FCP SCORE SAINT JOSEPH	DE COSMO LEONARDO	1.300
	FCP SCORE SAINTE URSULE	DE COSMO LEONARDO	1.000
	FCP SERENIS CAP 1099	DE COSMO LEONARDO	246
	FCP TRANSAT PATRIMOINE 2	DE COSMO LEONARDO	30.000
	FCP UNI 1	DE COSMO LEONARDO	34.000
	FCP UNION EUROPE	DE COSMO LEONARDO	270.542
	FCP UNION FRANCE	DE COSMO LEONARDO	402.828
-	FCP VH CAAM ACTIONS	DE COSMO LEONARDO	35.000
	FCPE EUROP ASSISTANCE DIVERSIFIE	DE COSMO LEONARDO	2.325
	FCPE EUROP ASSISTANCE DIVERSIFIE	DE COSMO LEONARDO	2.716
	FCPE AREVA ACTIONS	DE COSMO LEONARDO	82.323
	FCPE FORMER	DE COSMO LEONARDO	400
	FCPE GIP CROISSANCE	DE COSMO LEONARDO	560
	FCPE ROUSSELOT DYNAMIQUE	DE COSMO LEONARDO	2.000
	FCPE ROUSSELOT MIXTE	DE COSMO LEONARDO	1.273
	FEDERIS AVENIR EURO-PE	DE COSMO LEONARDO	377.400
	FEDERIS EPARGNE EQUILIBREE	DE COSMO LEONARDO	32.100
	FIDELITY FUNDS SICAV	DE COSMO LEONARDO	24.461
	FORD MOTOR COMPANY DEFINED BENEFIT	DE COSMO LEONARDO	434.100
	FRANCE ACTION 250	DE COSMO LEONARDO	122.856
	FRANKLIN TEMPLETON COMPANIES LLC	DE COSMO LEONARDO	567
	FRED D FUMIA & JOAN C FUMIA JT WROS	DE COSMO LEONARDO	12
	FREESCALE DIVERSIFIE	DE COSMO LEONARDO	22.510
	FREESCALE DYNAMIQUE	DE COSMO LEONARDO	2.250
	FUTURE FUND FOR BOARD OF GUARDIANS	DE COSMO LEONARDO	206.480
	GENERAL MOTORS CANADA FOREIGN TRUST	DE COSMO LEONARDO	73.325
	GP 1 VITALITE FCPE	DE COSMO LEONARDO	10.000
	GP 2 CROISSANCE FCPE	DE COSMO LEONARDO	5.000
	GP 3 MATURITE FCPE	DE COSMO LEONARDO	4.101
	HALIFAX INTL INVEST ICVC EUROPEAN FD	DE COSMO LEONARDO	367.989
	HEINEKEN ENTREPRISE DIVERSIFIE	DE COSMO LEONARDO	6.500
	HOUR GLASS INTERNAT SHARE SECTOR TRUST	DE COSMO LEONARDO	22.416
	IBM PENSION PLAN	DE COSMO LEONARDO	290.554
	IDAHO ENDOWMENT FUND INVEST BOARD	DE COSMO LEONARDO	36.700
	IDAHO NATIONAL LABORATORY EMPLOYEE RETIREMENT PLAN	DE COSMO LEONARDO	14.800
	INDIANA STATE TEACHERS RETIREMENT FD	DE COSMO LEONARDO	83.916

18

29/04/2010

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728/109

JAGUAR PENSION PLAN	DE COSMO LEONARDO	8.930
JAGUAR PENSION PLAN	DE COSMO LEONARDO	141.900
KEITH E BELL & BETTY JANE BELL TEN COM	DE COSMO LEONARDO	15
LANDROVER PENSION SCHEME	DE COSMO LEONARDO	25.400
LOUVRE HOTELS FCPE	DE COSMO LEONARDO	1.660
MANULIFE INTERNATIONAL EQUITY FUND	DE COSMO LEONARDO	116.716
MANULIFE INVESTMENT EXCHANGE FUND CORP	DE COSMO LEONARDO	34.563
MARCEC SILVESTAR AND MARCEC JASINKA	DE COSMO LEONARDO	10
MEDERIC PREVOYANCE	DE COSMO LEONARDO	85.000
MICROSOFT GLOBAL FINANCE LIMITED	DE COSMO LEONARDO	486.200
MONSANTO ACTIONS	DE COSMO LEONARDO	4.700
MURRAY JOHNSTONE DELAWARE BUSINESS	DE COSMO LEONARDO	53.100
MURRAY JOHNSTONE DELAWARE BUSINESS	DE COSMO LEONARDO	70.800
NORTHERN TRUST MANAGED FUNDS	DE COSMO LEONARDO	14.790
NORTHERN TRUST MANAGED FUNDS	DE COSMO LEONARDO	35.820
NORTHERN TRUST ROBUSTA FUND	DE COSMO LEONARDO	148.530
NORTHERN TRUST ROBUSTA FUND	DE COSMO LEONARDO	199.080
NORTHERN TRUST ROBUSTA FUND	DE COSMO LEONARDO	310.000
OCIRP	DE COSMO LEONARDO	66.063
ORTALGOS INVESTISSEMENT	DE COSMO LEONARDO	2.487
PERPETUAL INVESTMENT MANAGEMENT	DE COSMO LEONARDO	903
PHILIP MCGRATH & AUDREY MCGRATH JT TEN	DE COSMO LEONARDO	128
PIONEER GLOBAL DIVERSIFIED EQUITY FUND	DE COSMO LEONARDO	693
POWER CORPORATION SUPERANNUATION PLA	DE COSMO LEONARDO	30.800
PUBLIC EMPLOYEES SUPERANNUATION PLAN	DE COSMO LEONARDO	68.000
RBC CANADIAN MASTER TRUST	DE COSMO LEONARDO	117.781
RBS HBOS EURO SPECIAL SITUATIO	DE COSMO LEONARDO	0.565
REG RETR EMPL SYND COMN URB MONTREAL	DE COSMO LEONARDO	16.375
RICHARD A GRILLO	DE COSMO LEONARDO	1.448
RNLI PENSION FUND	DE COSMO LEONARDO	16.700
ROSEMARIE FRANZAROLI	DE COSMO LEONARDO	600
SAUDI ARABIAN MONETARY AGENCY	DE COSMO LEONARDO	492.100
SCORE SAINT NICOLAS	DE COSMO LEONARDO	3.000
SERENIS CAP 1092	DE COSMO LEONARDO	481
SERENIS CAP 1093	DE COSMO LEONARDO	275
SERENIS CAP 1094	DE COSMO LEONARDO	350
SERENIS CAP 1095	DE COSMO LEONARDO	1.335
SERENIS CAP 1097	DE COSMO LEONARDO	233
	· <del>-</del>	

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



SERENIS CAP 1101	DE COSMO LEONARDO	1.914
SICAV TRANSATINVEST	DE COSMO LEONARDO	20.000
SOCIAL ACTIVE ACTIONS	DE COSMO LEONARDO	2.505
STICHTING PENSIOENFONDS AKZO NOBEL	DE COSMO LEONARDO	57,297
Staffordshire County Council Pension	DE COSMO LEONARDO	284.500
Stichg Bewr Beropsvr Tst&Stichg Beher Beroepvr Mgr	DE COSMO LEONARDO	154.700
TELEVIE CAP 1080	DE COSMO LEONARDO	769
TELEVIE CAP 1086	DE COSMO LEONARDO	428
TELEVIE CAP 1089 FCP CM CIC AM	DE COSMO LEONARDO	157
THE INTEL IRELAND PENSION SCHEME	DE COSMO L'EONARDO	82.300
THE PROV TREAS OF P PRINCE EDW ISL	DE COSMO LEONARDO	18.828
TRINITY COLLEGE	DE COSMO LEONARDO	70.200
UFG SARASIN ACTIONS EURO	DE COSMO LEONARDO	38.200
UFG SARASIN ACTIONS EUROPE	DE COSMO LEONARDO	74.120
UNION EUROPE VALUE	DE COSMO LEONARDO	86.529
VALORACTIONS	DE COSMO LEONARDO	45.400
WILLIAM WALTER	DE COSMO LEONARDO	6.000
ABP ACTIONS	DE NICHILO	1.795.200
ACTIF CANTON LCL	DE NICHILO	1.625.666
ACTIMAAF INTERNATIONAL	DE NICHILO	22.200
ACTIONS EURO RETRAITE	DE NICHILO	22.740
ALCAN FOREIGN TRUST FUND	DE NICHILO	66.900
ALCATEL A	DE NICHILO	2.310
AREVA DIVERSIFIE OBLIGATAIRE	DE NICHILO	9.999
ARKWRIGHT, LLC	DE NICHILO	9.624
ASSOCIATED BANK N. A.	DE NICHILO	2.630
ASSOCIATED BANK N. A.	DE NICHILO	5.997
ASSURANCES MUTUELLES DE FRANCE	DE NICHILO	19.602
ASSURDIX	DE NICHILO	256.921
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS NA INVESTMENT FUNDS FOR EMPLC	DE-NICHILO	70:077
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS, N.A. INVESTMENT FUNDS FOR EMPI	DE NICHILO	875.369
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS, N.A. INVESTMENT FUNDS FOR EMPL	DE NICHILO	2.067.238
BGI MSCI EUROPE EQUITY INDEX FUND B	DE NICHILO	461.683
BGICL DAILY EAFE EQUITY INDEX FUND (EX IBT 71015)	DE NICHILO	30.651
BLACKROCK CDN MSCI EAFE INDEX PLUS FUND	DE NICHILO	33.791
BOISSY ACTIONS EUROPEENNES	DE NICHILO	6.297
BRITISH AIRWAYS PENSION TRUSTEES LIMITED AS TRUSTEE FOR AI	DE NICHILO	1.048
BRITISH AIRWAYS PENSION TRUSTEES LIMITED AS TRUSTEE FOR NE	DE NICHILO	105
		.00

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728 jill

BRITISH AIRWAYS PENSION TRUSTEES LIMITED AS TRUSTEE FOR NE	DE NICHILO	1.595
BURROUGHS WELLCOME FUND	DE NICHILO	23.129
CAAM DYNARBITRAGE VAR 8	DE NICHILO	152.100
CAAM INDEX EURO	DE NICHILO	432.344
CAAM INDEX EUROPE	DE NICHILO	146.585
CAAM LABEL DYNAMIQUE	DE NICHILO	32.168
CAAM LABEL PRUDENCE	DE NICHILO	21.899
CAAM MONETAIRE PEA	DE NICHILO	3.306.664
CAAM RESA ACTIONS EURO	DE NICHILO	166.382
CAISSE DES DEPOTS ET CONSIGNATION	DE NICHILO	5.072.329
CAISSE DES DEPOTS ET CONSIGNATIONS	DE NICHILO	12.278.341
CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	DE NICHILO	15.700
CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	DE NICHILO	113.400
CARPIMKO INTERNATIONAL	DE NICHILO	49.615
CDC AD-EUROPE	DE NICHILO	29.760
CLIKEO 3	DE NICHILO	43.846
CLUB MINIMUM VARIANCE	DE NICHILO	11.817
CMD AGIRC IXIS D	DE NICHILO	77.134
CNP ACP ACTIONS LT	DE NICHILO	21.398
CNP ASSUR PIERRE	DE NICHILO	28.173
CNP ASSUR VALEURS	DE NICHILO	54.508
COHEN & STEERS GLOBAL INCOME BUILDER, INC.	DE NICHILO	/ 105.500
COLLEGE RETIREMENT EQUITIES FUND	DE NICHILO	49.474
COLLEGE RETIREMENT EQUITIES FUND	DE NICHILO	100.207
CONCORDE 96	DE NICHILO	27.538
COVEA FINANCE INVESTMENT FCP	DE NICHILO	144.000
CUMBRIA LOCAL GOVERNMENT PENSION SCHEME	DE NICHILO	63.669
DARTY DIVERSIFIE EQUILIBRE	DE NICHILO	11.655
DRAKKAR DECEMBRE 2011	DE NICHILO	189.092
ECA DIVERSIFIE	DE NICHILO	21.225
ECUREUIL 1,2,3 FUTUR	DE NICHILO	291.378
ECUREUIL DYNAMIQUE +	DE NICHILO	659.545
ECUREUIL ENERGIE	DE NICHILO	201.772
ECUREUIL EQUILIBRE	DE NICHILO	78.553
ECUREUIL VITALITE	DE NICHILO	6.967
EGEPARGNE 1	DE NICHILO	17.595
EGERIS OBJECTIF EURO	DE NICHILO	89.384
EUROPE INDEX PLUS COMMON TRUST FUND	DE NICHILO	204.232

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



FC CARPIMKO	DE NICHILO	41.968
FCP ABP PERP	DE NICHILO	31.800
FCP AGIRC INDO	DE NICHILO	46.075
FCP AMUNDI PEA COURT TERME	DE NICHILO	180.000
FCP DRAKKAR 28.12.2011	DE NICHILO	10.015
FCP ECUREUIL HARMONIE	DE NICHILO	4.632
FCP ECUREUIL INVESTISSEMENTS	DE NICHILO	1.975.300
FCP ECUREUIL TONIQUE	DE NICHILO	1.950
FCP ERAFP ACTIONS EUROS1 EDEAM	DE NICHILO	418.400
FCP ERAFP ACTIONS EUROS3 BNP PAM	DE NICHILO	463.999
FCP ERAFP ACTIONS EUROS4 BTF P	DE NICHILO	146.900
FCP ERAFP ACTIONS INTERNATIONALES II SSGA	DE NICHILO	47.281
FCP FILTREO 4	DE NICHILO	3.540
FCP HAMELIN DIVERSIFIE PERP	DE NICHILO	1.400
FCP HAMELIN DIVERSIFIE PERP	DE NICHILO	1.400
FCP HORIZON	DE NICHILO	4.678
FCP LCL STRATEGIE 100	DE NICHILO	56.271
FCP NATIXIS ACTIONS EURO GROWTH	DE NICHILO	82.028
FCP RSI EURO P	DE NICHILO	643.188
FCP TONI ACTIONS 100	DE NICHILO	135.597
FCP VILLIERS CROISSANCE	DE NICHILO	396,160 .
FCP VILLIERS DIVERSIFIE CAAM	DE NICHILO	357.243
FCP VILLIERS DIVERSIFIE SGAM	DE NICHILO	241.204
FCPE AMUNDITRESA ACTIONS EUROPE	DE NICHILO	191.871
FCPE AMUNDI RESA ACTIONS FRANCE	DE NICHILO	100.377
FCPE AMUNDI RESA DYNAMIQUE	DE NICHILO	214.230
FCPE AMUNDI RESA EQUILIBRE	DE NICHILO	235.393
FCPE AMUNDI RESA PRUDENT	DE NICHILO	60.437
FIDELIA ASSISTANCE	DE NICHILO	2.135
FIRST NATIONAL BANK OF OMAHA	DE NICHILO	86.936
FONDS DE RESERVE POUR LES RETRAITES	DE NICHILO	70.300
FONDS DE RESERVE POUR LES RETRAITES	DE NICHILO	110.000
FONDS DE RESERVE POUR LES RETRAITES	DE NICHILO	386.680
FONDS DE RESERVE POUR LES RETRAITES	DE NICHILO	479.311
FONDS DE RESERVE POUR LES RETRAITES	DE NICHILO	1.359.191
FONDS DE RESERVE POUR LES RETRAITES	DE NICHILO	2.032.769
FONDS DE RESERVE POUR LES RETRAITES	DE NICHILO	2.040.022
FRUCTIFONDS VALEURS EUROPEENNES	DE NICHILO	153.014

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

LBPAM PROFIL 80 PEA

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728

GE FUNDS - GE INTERNATIONAL EQUITY FUND	DE NICHILO	13.472
GE FUNDS - GE STRATEGIC INVESTMENT FUND	DE NICHILO	12.125
GE INSTITUTIONAL FUNDS-INTERNATIONAL EQUITY FUND	DE NICHILO	1.120.901
GE INSTITUTIONAL FUNDS-STRATEGIC INVESTMENT FUND	DE NICHILO	63.386
GE INVESTMENTS FUNDS, INC INTERNATIONAL EQUITY FUND	DE NICHILO	7.124
GE INVESTMENTS FUNDS, INC TOTAL RETURN FUND	DE NICHILO	236.373
GMF ASSURANCES	DE NICHILO	537.024
GMF VIE	DE NICHILO	809.662
GMO GLOBAL EQUITY TRUST (EX-AUSTRALIA)	DE NICHILO	448.933
GRD 11 - CREDIT AGRICOLE ASSET MANAGEMENT	DE NICHILO	1.010
GRD 20	DE NICHILO	222.115
HAMELIN DIVERSIFIE II	DE NICHILO	45.168
1 CROISSANCE	DE NICHILO	185.867
I.P.I.E.E.S.	DE NICHILO	10.402
ING DIRECT STREETWISE BALANCED INCOME FUND	DE NICHILO	745
INSERTION EMPLOIS	DE NICHILO	144.889
INTERNATIONAL ALPHA TILTS FUND B	DE NICHILO	30.370
INTERNATIONAL EQUITY INDEX PLUS FUND B (EX IBT 90223)	DE NICHILO	59.962
ISHARES MSCI ITALY INDEX FUND (EX IBT 2869)	DE NICHILO	833.196·
IXIS EURO ACTIONS	DE NICHILO	41.078
IXIS FLAMME	DE NICHILO	62.305
LA SAUVERGARDE	DE NICHILO	/17.558
LBPAM ACTIONS DEVELOPPEMENT DURABLE	DE NICHILO	15.000
LBPAM ACTIONS DEVELOPPEMENT DURABLE	DE NICHILO	15.000
LBPAM ACTIONS DEVELOPPEMENT DURABLE	DE NICHILO	837.423
LBPAM ACTIONS DEVELOPPEMENT DURABLE	DE NICHILO	837.423
LBPAM ACTIONS DIVERSIFIE	DE NICHILO	640.000
LBPAM ACTIONS DIVERSIFIE	DE NICHILO	640.000
LBPAM ACTIONS EURO	DE NICHILO	806.825
LBPAM ACTIONS EURO	DE NICHILO	806.825
LBPAM ACTIONS EUROPE	DE NICHILO	139.000
LBPAM ACTIONS INDICE	DE NICHILO	751.252
LBPAM ACTIONS INDICE	DE NICHILO	751.252
LBPAM ACTIONS ISR MONDE	DE NICHILO	6.212
LBPAM ACTIONS ISR MONDE	DE NICHILO	6.212
LBPAM PROFIL 100	DE NICHILO	105.677
LBPAM PROFIL 100	DE NICHILO	105.677

305.868

DE NICHILO

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

I RDAM DDOCIL SO DEA



LBPAM PROFIL 80 PEA	DE NICHILO	305.868
LBPAM VOIE LACTEE 2	DE NICHILO	17.296
LBPAM VOIE LACTEE 2	DE NICHILO	17.296
LE LIVRET PORTEFEUILLE SICAV	DE NICHILO	9.885
LV CHALLENGE	DE NICHILO	46.377
MAAF SANTE	DE NICHILO	10.729
MAAF VIE	DE NICHILO	701
MAAF VIE	DE NICHILO	9.063
MAAF VIE	DE NICHILO	46.522
MAAF VIE	DE NICHILO	220.146
MAGNESIUM OCTOBRE 2005	DE NICHILO	3.135
MANAGED PENSION FUNDS LIMITED	DE NICHILO	2.033.001
MEDERIC ALZHEIMER IXIS AM	DE NICHILO	6.780
MMA IARD S.A.	DE NICHILO	183.193
MMA VIE SA	DE NICHILO	428.314
MONTPARNASSE LONG TERME	DE NICHILO	6.240
MSCI EAFE PROVISIONAL SCREENED INDEX NON - LENDING COMMO!	DE NICHILO	56.576
MSCI EQUITY INDEX FUND B-ITALY	DE NICHILO	269.043
N 1 RENDEMENT USINOR	DE NICHILO	23.840
NADAUD.	DE NICHILO	53.490
NATIONAL CITY BANK	DE NICHILO	2.450
NATIONAL PENSION SERVICE	DE NICHILO	20.491
NATIONAL PENSION SERVICE	DE NICHILO	114.400
NATIONAL PENSION SERVICE	DE NICHILO	166.731
NATIXIS EURO ACTIONS VALUE	DE NICHILO	111.143
NATIXIS ISR ACTIONS	DE NICHILO	141.093
NORTHROP GRUMMAN CORPORATION VEBA MASTER TRUST I	DE NICHILO	13.086
OACET	DE NICHILO	4.320
OSF HEALTHCARE SYSTEMS	DE NICHILO	29.300
PENSIONS MANAGEMENT (S.W.F.) LIMITED	DE-NICHILO	103:898
PROTEIN 2	DE NICHILO	103.146
QUERCUS	DE NICHILO	74.883
RAIFFEISEN ZENTRALBANK OESTERREICH AG	DE NICHILO	67.700
RAVGDT DIVERSIFIE I ALLIANZ GLOBAL INVES	DE NICHILO	45.079
RAVGDT DIVERSIFIE II DEXIA AM	DE NICHILO	12.488
REUNICA CAAM ACTIONS	DE NICHILO	131.447
SAN BERNARDINO COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	DE NICHILO	59.308
SAN BERNARDINO COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	DE NICHILO	66.245
		-

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

# Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728 US

SARASIN ACTIONS EURO ISR	DE NICHILO	11.000
SELECT INDEX SERIES	DE NICHILO	139.224
SEMERIA DECEMBRE 2007	DE NICHILO	477
SFI CNP ASSUR	DE NICHILO	5.550
SICAV NATIXIS ACTIONS EUROPE HORS FRANCE	DE NICHILO	29.520
SSGA EUROPE ALPHA EQUITY FUND I	DE NICHILO	2.049
SSGA ITALY INDEX EQUITY FUND	DE NICHILO	727.560
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INV. FUNDS FOR TAXEX	DE NICHILO	988.512
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INVESTMENT FUNDS FC	DE NICHILO	806.960
STATE STREET SRI EUROPE ALPHA	DE NICHILO	11.329
STREETTRACKS MSCI EUROPE ETF	DE NICHILO	11.594
STREETTRACKS SM MCSI EUROPE ENERGYSM ETF	DE NICHILO	107.546
TIAA-CREF FUNDS - INTERNATIONAL EQUITY INDEX FUND	DE NICHILO	40.468
TRIALIS JUILLET 2006	DE NICHILO	15.723
TRIPLEO	DE NICHILO	51.571
TUTELAIRE ACTIONS	DE NICHILO	14.743
TUTELAIRE ACTIONS	DE NICHILO	14.743
TUTELAIRE ACTIONS ETHIQUES	DE NICHILO	9.262
TUTELAIRE ACTIONS ETHIQUES	DE NICHILO	9.262
UFF CAP DIVERSIFIE	DE NICHILO	104,800
UNIVERS CNP 1	DE NICHILO	157.493
VILLIERS DIVERSIFIE DEXIA AM	DE NICHILO	197.363
VIVACCIO ACTIONS	DE NICHILO	62.351
VIVACCIO ACTIONS	DE NICHILO	862.351
VOCATION MARCHE ARIANESPACE CONSEIL DE SURVEILLANCE DU	DE NICHILO	5.066
WORLD INDEX OLUS SECURITIES LENDING COMMON TRUST FUND	DE NICHILO	33.949
XENYS	DE NICHILO	/5/4.000
ALLIANZ GLOBAL INVESTORS ITALIA SGR	DI SIENA DANIELA	1.149.000
MINISTERO DELL'ECONOMIA E DELLE FINANZE	DI STEFANO STEFANO	813.443.277
CECCHI GIOVANNI	DI TEODORO VALERIO	5.515
ISAJA PLACIDO	DI TEODORO VALERIO	3.315
DORI CARLO	DORI CARLO	1.250
ROSATI GIUSEPPINA	DORI CARLO	165
AACHENMUENCHENER LEBENSVERSICHERUNG AG	FARINA FRANCESCA	656.800
AACHENMUENCHENER VERSICHERUNG AG	FARINA FRANCESCA	211.900
AGRICOLA SAN GIORGIO SPA	FARINA FRANCESCA	20.000
ALLEANZA TORO SPA	FARINA FRANCESCA	7.577
ALLEANZA TORO SPA	FARINA FRANCESCA	9.800

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



ALLEANZA TORO SPA	FARINA FRANCESCA	11.600
ALLEANZA TORO SPA	FARINA FRANCESCA	21.400
ALLEANZA TORO SPA	FARINA FRANCESCA	29.200
ALLEANZA TORO SPA	FARINA FRANCESCA	73.100
ALLEANZA TORO SPA	FARINA FRANCESCA	80.000
ALLEANZA TORO SPA	FARINA FRANCESCA	1.955.184
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	8.000
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	10.800
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	11.100
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	18.750
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	22.300
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	35.000
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	46.200
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	87.600
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	101.300
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	122.451
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	171.200
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	226.300
ASSICURAZIONI GENERALI SPA	FARINA FRANCESCA	962.800
AUGUSTA VITA SPA	FARINA FRANCESCA	100.000
BANCA GENERALI S.P.A.	FARINA FRANCESCA	10.000
BANCA GENERALI S.P.A.	FARINA FRANCESCA	30.000
BANCO VITALICIO	FARINA FRANCESCA	116.427
D.A.S. DIFESA AUTOMOBILISTICA SINISTRI SPA	FARINA FRANCESCA	12.000
E-CIE VIE EUROSSIMA	FARINA FRANCESCA	300.000
ESTRELLA	FARINA FRANCESCA	107.752
ESTRELLA FP II	FARINA FRANCESCA	9.792
ESTRELLA FP IV	FARINA FRANCESCA	10.696
FATA ASSICURAZIONI DANNI SPA	FARINA FRANCESCA	140.500
FATA VITA SPA	FARINA FRANCESCA	9,500
FATA VITA SPA	FARINA FRANCESCA	12.693
FATA VITA SPA	FARINA FRANCESCA	22.000
FATA VITA SPA	FARINA FRANCESCA	30.000
GENAGRICOLA - GENERALI AGRICOLTURA - SPA	FARINA FRANCESCA	15.000
GENERALI HOLDING VIENNA AG	FARINA FRANCESCA	60.000
GENERALI IARD	FARINA FRANCESCA	260.000
GENERALI LEBENSVERSICHERUNG AG	FARINA FRANCESCA	2,694,900
GENERALI LV NV	FARINA FRANCESCA	315.530

26

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

# Stampa dell'elenco dei partecipanti

GENERALI DEDCOMENVEDCICHEDUNGCH



75728/UT

GENERALI PERSONENVERSICHERUNGEN	FARINA FRANCESCA	34.500
GENERALI VERSICHERUNG AG	FARINA FRANCESCA	35.000
GENERALI VIE EPARGNE	FARINA FRANCESCA	500.000
GENERALI VIE EURO EPARGNE	FARINA FRANCESCA	761.826
GENERALI VIE EURO HORIZON	FARINA FRANCESCA	124.000
GENERALI VIE EURO INNOVALIA	FARINA FRANCESCA	13.000
GENERALI VIE EX-PRUDENCE VIE	FARINA FRANCESCA	100.000
GENERALI VIE FONDS GENERAL ASS	FARINA FRANCESCA	739.000
GENERALI VIE FONDS PROPRES	FARINA FRANCESCA	410.000
GENERALI VIE FRANCE 2	FARINA FRANCESCA	165.000
GENERALI VIE RETRAITE	FARINA FRANCESCA	225.000
GENERTEL	FARINA FRANCESCA	208.930
GENERTELLIFE SPA	FARINA FRANCESCA	3.000
GENERTELLIFE SPA	FARINA FRANCESCA	8.360
GENERTELLIFE SPA	FARINA FRANCESCA	18.900
GENERTELLIFE SPA	FARINA FRANCESCA	150.000
GENERTELLIFE SPA	FARINA FRANCESCA	507.240
GENERTELLIFE SPA	FARINA FRANCESCA	859.000
Generale Assurances Generales SA	FARINA FRANCESCA	35.500
INA ASSITALIA SPA	FARINA FRANCESCA	1.400
INA ASSITALIA SPA	FARINA FRANCESCA	1.900
INA ASSITALIA SPA	FARINA FRANCESCA	4.300
INA ASSITALIA SPA	FARINA FRANCESCA	5.175
INA ASSITALIA SPA	FARINA FRANCESCA	17.400
INA ASSITALIA SPA	FARINA FRANCESCA	77.800
INA ASSITALÍA SPA	FARINA FRANCESCA 🗼 🖟	20.620
INA ASSITALIA SPA	FARINA FRANCESCA	/5/99.050
INA ASSITALIA SPA	FARINA FRANCESCA /	1.222.500
INA ASSITALIA SPA	FARINA FRANCESCA	2.000.000
INF-SOCIETA' AGRICOLA- SPA	FARINA FRANCESCA /	18.000
INTESA VITA SPA	FARINA FRANCESCA	176. <b>236</b>
VITALICIO FP	FARINA FRANCESCA	23.964
VITALICIO II FP	FARINA FRANCESCA	16.000
VITALICIO IV FP	FARINA FRANCESCA	14.069
BANCA D'ITALIA	FASANO	48.452.449
FORSLUND JOHN KNUD	FORSLUND JOHN KNUD	1.000
FORSLUND JANNE GODSKE	FORSLUND JOHN KNUD	250
CASSA DEPOSITI E PRESTITI SPA	FREDDIANI GIUSEP	400.288.338

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

## Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



CALABRESE COSIMO	GIORGIO GRAZIANI	2.000
D&C GOVERNANCE S.R.L.	LE PERA DOMENICO	1
RANTON S.R.L.	NEPA STEFANO	550
ABERDEEN ASSET MANAGEMENT LIFE AND PENSIONS LIMITED	PIRAZZO ENRICO	982.800
ACM CAP 1003	PIRAZZO ENRICO	279
ACM CAP 1010	PIRAZZO ENRICO	215
ACM CAP 1035	PIRAZZO ENRICO	342
ACM CAP 1036	PIRAZZO ENRICO	238
ACM CAP 1037	PIRAZZO ENRICO	171
ACM CAP 1039	PIRAZZO ENRICO	261
ACM CAP 1049	PIRAZZO ENRICO	158
ACM CAP 1050	PIRAZZO ENRICO	811
ACM CAP 1051	PIRAZZO ENRICO	421
ACM CAP 1057	PIRAZZO ENRICO	217
ACM CAP 1074	PIRAZZO ENRICO	1.503
ADVANCED SERIES TRUST - AST INTERNATIONAL VALUE PORTFOLIO	PIRAZZO ENRICO	396.100
ADVANCED SERIES TRUST- AST ADVANCED STRATEGIES PORTFOLK	PIRAZZO ENRICO	86.900
AEGON CUSTODY BV INZAKE AEGON BASISFONDS AANDELEN EURO	PIRAZZO ENRICO	1.308
AEGON CUSTODY BV INZAKE AEGON BASISFONDS AANDELEN EURO	PIRAZZO ENRICO	1.418.197
ALLEGIANT INTERNATIONAL EQUITY FUND	PIRAZZO ENRICO	30.511
AMERICAN AIRLINES INC., MASTER FIXED BENEFIT PENSION TRUST	PIRAZZO ENRICO	91.812
AMERICAN AIRLINES INC., PILOTS RET. BENEFIT PROGRAM VAR.INC.	PIRAZZO ENRICO	39.295
AMERICAN BAR ASSOCIATION MEMBERS/STATE STREET COLLECTIVI	PIRAZZO ENRICO	22.500
AMERICAN BEACON INTERNATIONAL EQUITY FUND	PIRAZZO ENRICO	116.928
ASCENSION HEALTH	PIRAZZO ENRICO	15.430
ASCENSION HEALTH MASTER PENSION TRUST	PIRAZZO ENRICO	10.200
AUSTIN FIRE FIGHTERS RELIEF AND RETIREMENT FUND	PIRAZZO ENRICO	45.800
AVIVA INVESTORS BALANCED MANAGED FUND	PIRAZZO ENRICO	9.915
AVIVA INVESTORS INTERNATIONAL INDEX TRACKING FUND	PIRAZZO ENRICO	59.144
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS, N.A. INVESTMENT FUNDS FOR EMPL	PIRAZZO-ENRICO	174.031
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS, N.A. INVESTMENT FUNDS FOR EMPL	PIRAZZO ENRICO	426.316
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS, N.A. INVESTMENT FUNDS FOR EMPI	PIRAZZO ENRICO	439.683
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS, N.A. INVESTMENT FUNDS FOR EMPI	PIRAZZO ENRICO	632.759
BARCLAYS GLOBAL INVESTORS, N.A. INVESTMENT FUNDS FOR EMPL	PIRAZZO ENRICO	1.522.270
BECHTEL TRUST AND THRIFT PLAN BECON TRUST AND THRIFT PLAN	PIRAZZO ENRICO	88.347
BGI MSCI EAFE EQUITY INDEX NON-LENDABLE FUND B	PIRAZZO ENRICO	436.961
BGI MSCI EMU IMI INDEX FUND B	PIRAZZO ENRICO	290.775
BNY MELLON TRUST + DEPOSITARY (UK) LIMITED ATF ST. JAMES'S P	PIRAZZO ENRICO	371.400
	•	

28

29/04/2010

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



BOC GROUP INC RETIREMENT TRUST	PIRAZZO ENRICO	16.112
BP PENSION FUND	PIRAZZO ENRICO	65.832
BRANDES INSTITUTIONAL GLOBAL EQUITY FUND	PIRAZZO ENRICO	32.900
BRANDES INSTITUTIONAL INTERNATIONAL EQUITY FUND	PIRAZZO ENRICO	574.200
BRUNSWICK UNIT 1 QUALIFIED NUCLEAR DECOMMISSIONING FUND	PIRAZZO ENRICO	5.162
BRUNSWICK UNIT 2 QUALIFIED NUCLEAR DECOMMISSIONING FUND	PIRAZZO ENRICO	5.664
BT INSTITUTIONAL INTERNATIONAL SUSTAINABILITY SHARE FUND	PIRAZZO ENRICO	9.528
CAISSE DE DEPOT ET PLACEMENT DU QUEBEC	PIRAZZO ENRICO	9.893
CAISSE DE DEPOT ET PLACEMENT DU QUEBEC	PIRAZZO ENRICO	1.286.254
CANADIAN BROADCASTING CORPORATION PENSION PLAN	PIRAZZO ENRICO	46.156
CENTRAL PENSION FUND OF THE INTERNATIONAL UNION OF OPERA	PIRAZZO ENRICO	118.846
CHRYSLER LLC MASTER RETIREMENT TRUST	PIRAZZO ENRICO	171.824
CHUNGHWA POST CO LTD	PIRAZZO ENRICO	32.740
CITITRUST LTD	PIRAZZO ENRICO	22.355
CITY OF HIALEAH RETIREMENT SYSTEM	PIRAZZO ENRICO	5.080
CITY OF SAN JOSE POLICE & FIRE DEPARTMENT RETIREMENT PLAN	PIRAZZO ENRICO	112.300
COLLEGE RETIREMENT EQUITIES FUND	PIRAZZO ENRICO	50.000
COLONIAL FIRST STATE INVESTEMENT LIMITED	PIRAZZO ENRICO	182.179
COLONIAL FIRST STATE INVESTMENTS LIMITED	PIRAZZO ENRICO	58.773
COLUMBIA GLOBAL VALUE FUND	PIRAZZO ENRICO	24/200
COLUMBIA INTERNATIONAL VALUE MASTER PORTFOLIO	PIRAZZO ENRICO	1.771.347
COMMON FUND INSTITUTIONAL INTERNATIONAL EQUITY FUND LLC	PIRAZZO ENRICO	5.735
CONNECTICUT GENERAL LIFE INSURANCE COMPANY	PIRAZZO ENRICO	28.027
CONOCOPHILLIPS PENSION PLAN	PIRAZZO ENRICO	43.100
CREDIT SUISSE AM KAG MBH FOR ABW-FONDS-CS	PIRAZZO ENRICO	78.540
DB ADVISORS (CH) DBI WORLD EQUITY FUND	PIRAZZO ENRICO	14.526
DBRMT LLC	PIRAZZO ENRICO	8.500
DELUXE CORPORATION MASTER RETIREMENT TRUST PLAN	PIRAZZO ENRICO	9.000
DU PONT (GB) LIMITED PENSIONS FUND	PIRAZZO ENRICO	76.409
DUPONT PENSION TRUST	PIRAZZO ENRICO	15.071
DUPONT PENSION TRUST	PIRAZZO ENRICO	950.078
DWS (CH) - EÜRO RENTEN	PIRAZZO ENRICO	3.700
DWS (CH) - EURO RENTEN	PIRAZZO ENRICO	23.200
ENERGY INSURANCE MUTUAL LIMITED	PIRAZZO ENRICO	39.311
ENGINEERING INDUSTRIES PENSION FUND	PIRAZZO ENRICO	164.700
EWING MARION KAUFFMAN FOUNDATION	PIRAZZO ENRICO	48.069
FCP ADEXTEROS	PIRAZZO ENRICO	53.000
FCP BSD NORGEST	PIRAZZO ENRICO	15.000

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



FCP ED DYNAMIQUE	PIRAZZO ENRICO	68.970
FCP ES GESTION EQUILIBRE	PIRAZZO ENRICO	200.000
FCP ES TEMPERE	PIRAZZO ENRICO	21.000
FCP GAILLON 130/30	PIRAZZO ENRICO	13.285
FCP GAILLON SECTORIEL	PIRAZZO ENRICO	12.675
FCP KLEBER	PIRAZZO ENRICO	9.000
FCP SERENIS CAP 1098	PIRAZZO ENRICO	204
FCP TRANSAT PATRIMOINE 1	PIRAZZO ENRICO	5.400
FCPE BARCLAYS DIVERIFIE ACTIONS	PIRAZZO ENRICO	21.200
FCPE CONVERGENCE DIVERSIFIE	PIRAZZO ENRICO	90.500
FCPE DALKIA ACTIONS DIVERSIFIEES	PIRAZZO ENRICO	15.000
FCPE LAGARDERE PUBLICITE AUDIO	PIRAZZO ENRICO	1.600
FRANKLIN TEMPLETON	PIRAZZO ENRICO	24.337
FRESNO COUNTY EMPLOYEES' RETIREMENT ASSOCIATION	PIRAZZO ENRICO	40.875
FRESNO COUNTY EMPLOYEES' RETIREMENT ASSOCIATION	PIRAZZO ENRICO	111.815
GLOBAL ADVANTAGE FUNDS - MAJOR MARKETS TEILFONDS	PIRAZZO ENRICO	713.702
GOVERNMENT EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM VI	PIRAZZO ENRICO	21.276
GOVERNMENT OF THE REPUBLIC OF SINGAPORE	PIRAZZO ENRICO	20.746
GRIFFIN INDUSTRIES, INC	PIRAZZO ENRICO	14.424
HALLIBURTON COMPANY EMPLOYEE BENEFIT MASTER TRUST	PIRAZZO ENRICO	98.337
HARBOR CAPITAL GROUP TRUST FOR DEFINED BENEFIT PLANS	PIRAZZO ENRICO	93.751
HARRIS UNIT 1 QUALIFIED NUCLEAR DECOMMISSIONING FUND	PIRAZZO ENRICO	5.507
HEALTHCARE FOUNDATION OF NEW JERSEY (THE)	PIRAZZO ENRICO	17.898
IBM SAVINGS PLAN	PIRAZZO ENRICO	405.828
INTERNATIONAL PAPER COMPANY COMMINGLED INVESTMENT GROU	PIRAZZO ENRICO	143.458
INVESCO INTERNATIONAL EQUITY TRUST	PIRAZZO ENRICO	501.854
ISHARES DOW JONES EPAC SELECT DIVIDEND INDEX FUND (EX IBT 2	PIRAZZO ENRICO	222.960
ISHARES MSCI ACWI EX US INDEX FUND (EX IBT 2766)	PIRAZZO ENRICO	203.472
ISHARES MSCI ACWI INDEX FUND (EX IBT 2765)	PIRAZZO ENRICO	67.667
ISHARES MSCI EAFE INDEX FUND (EX IBT 2777)	PIRAZZO ENRICO	9.115.038
ISHARES MSCI EAFE VALUE INDEX FUND (EX IBT 2778)	PIRAZZO ENRICO	713.524
ISHARES MSCI EMU INDEX FUND (EX IBT 2865)	PIRAZZO ENRICO	691.670
ISHARES MSCI KOKUSAI INDEX FUND (EX IBT 2769)	PIRAZZO ENRICO	30.960
ISHARES S&P EUROPE 350 INDEX FUND (EX IBT 2773)	PIRAZZO ENRICO	619.400
ISHARES S&P GLOBAL ENERGY SECTOR INDEX FUND (EX IBT 2786)	PIRAZZO ENRICO	1.293.564
JOHN HANCOCK FUNDS III INTERNATIONAL CORE FUND	PIRAZZO ENRICO	879.250
JOHN HANCOCK FUNDS III INTERNATIONAL GROWTH FUND	PIRAZZO ENRICO	6.161
JOHN HANCOCK TRUST GLOBAL TRUST	PIRAZZO ENRICO	152.910

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728

JOHN HANCOCK TRUST INTERNATIONAL CORE TRUST	PIRAZZO ENRICO	554,727
JOHN HANCOCK TRUST INTERNATIONAL EQUITY INDEX TRUST A	PIRAZZO ENRICO	41.923
JOHN HANCOCK TRUST INTERNATIONAL EQUITY INDEX TRUST B	PIRAZZO ENRICO	58.035
LEGAL AND GENERAL ASSURANCE (PENSIONS MANAGEMENT) LTD	PIRAZZO ENRICO	7.900
LEGAL AND GENERAL ASSURANCE (PENSIONS MANAGEMENT) LTD	PIRAZZO ENRICO	1.002,892
LONDON BOROUGH OF LAMBETH SUPERANNUATION FUND	PIRAZZO ENRICO	236.000
LONDON BOROUGH OF MERTON SUPERANNUATION SCHEME	PIRAZZO ENRICO	19.200
LONDON BOROUGH OF TOWER HAMLETS PENSION FUND	PIRAZZO ENRICO	219.271
M FUND BRANDES INTERNATIONAL EQUITY FUND	PIRAZZO ENRICO	257.300
MASSACHUSETTS LABORERS ANNUITY FUND	PIRAZZO ENRICO	33.100
MASSACHUSETTS LABORERS PENSION FUND	PIRAZZO ENRICO	81.392
MERCATOR INTERNATIONAL FUND	PIRAZZO ENRICO	1.548.000
MERCK & CO INC. MASTER RETIREMENT TRUST	PIRAZZO ENRICO	51.400
MERCK AND CO INC UNION VEBA TRUST	PIRAZZO ENRICO	8.300
MET INVESTORS SERIES TRUST - MET/TEMPLETON GROWTH PORTF	PIRAZZO ENRICO	48.667
METAL INDUSTRIES PROVIDENT FUND	PIRAZZO ENRICO	88.900
METROPOLITAN LIFE INSURANCE COMPANY	PIRAZZO ENRICO	11.960
METROPOLITAN LIFE INSURANCE COMPANY	PIRAZZO ENRICO	15.424
MONETARY AUTHORITY OF SINGAPORE	PIRAZZO ENRICO	93.681
MORRIS & GWENDOLYN CAFRITZ FOUNDATION	PIRAZZO ENRICO	27.421
MULTI CURRENCY ALPHA TILTS SOCIAL SCREEN FUND B (EX IBT 901)	PIRAZZO ENRICO	1,5.990
NATIONAL PENSION SERVICE	PIRAZZO ENRICO	1\$1.042
NEPTUNE INVESTMENT FUNDS II - NEPTUNE MATURE MARKET FUND	PIRAZZO ENRICO	1.000
NEW ENGLANDTEAMSTERS AND TRUCKING INDUSTRY PENSION PLA	PIRAZZO ENRICO	60.904
ORGANIZATION FOR SMALL&MEDIUM ENTERPRISES AND REGIONAL	PIRAZZO ENRICO	80.030
OUESTAR GP FRANCE	PIRAZZO ENRICO	17.747
P.H. GLATFELTER COMPANY MASTER RETIREMENT TRUST	PIRAZZO ENRICO	12.650
PENSION BENEFIT GUARANTY CORPORATION	PIRAZZO ENRICO	79.689
PENSION FUND ASSOCIATION FOR LOCAL GOVERNMENT OFFICIALS	PIRAZZO ENRICO	125.186
PENSION FUND OF SUMITOMO MITSUI BANKING CORPORATION	PIRAZZO ENRICO	17.296
PGGM VERMOGENSBEHEER	PIRAZZO ENRICO	2.050.010
PLACEMENT DIVERSIFIÉ	PIRAZZO ENRICO	41.000
PRUDENTIAL WORLD FUND INCDRYDEN INTERNATIONAL VALUE FU	PIRAZZO ENRICO	45.900
ROBINSON UNIT 2 QUALIFIED NUCLEAR DECOMMISSIONING FUND	PIRAZZO ENRICO	5.023
RUSSELL POOLED SUPERANNUATION TRUST	PIRAZZO ENRICO	14.565
SACRAMENTO REGIONAL TRANSIT DISTRICT	PIRAZZO ENRICO	3.800
SACRAMENTO REGIONAL TRANSIT DISTRICT	PIRAZZO ENRICO	9.300
SAN DIEGO CITY EMPLOYEES' RETIREMENT SYSTEM	PIRAZZO ENRICO	232.170

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



SICAV MONT	PIRAZZO ENRICO	16.000
SMET GENERALAT	PIRAZZO ENRICO	19.000
SONOMA COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	PIRAZZO ENRICO	8.433
SONOMA COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	PIRAZZO ENRICO	14.252
SSGA GLOBAL INDEX PLUS TRUST	PIRAZZO ENRICO	228.761
STANLIB FUNDS LIMITED	PIRAZZO ENRICO	11.300
STANLIB FUNDS LIMITED	PIRAZZO ENRICO	195.800
STATE BOSTON RETIREMENT SYSTEM	PIRAZZO ENRICO	44.300
STATE FARM VARIABLE PRODUCT TRUST, INTERNATIONAL EQUITY II	PIRAZZO ENRICO	68.966
STATE OF ALASKA RETIREMENT AND BENEFITS PLANS	PIRAZZO ENRICO	42.168
STATE OF ALASKA RETIREMENT AND BENEFITS PLANS	PIRAZZO ENRICO	704.200
STATE STREET GLOBAL ADVISORS LUXEMBOURG SICAV	PIRAZZO ENRICO	955
STATE STREET GLOBAL ADVISORS LUXEMBOURG SICAV	PIRAZZO ENRICO	61.517
STICHTING MN SERVICES AANDELENSFONDS EUROPA III	PIRAZZO ENRICO	26.157
STICHTING PENSIOENFONDS METAAL EN TECHNIEK	PIRAZZO ENRICO	83.949
STICHTING PENSIOENFONDS ZORG EN WELZIJN	PIRAZZO ENRICO	7.053.037
STITCHTING BEDRIJFSPENSIOENFONDS VOOR DE METAAL EN TECHI	PIRAZZO ENRICO	382.600
SUMMIT MUTUAL FUNDS, INC. EAFE INTERNATIONAL INDEX PORTFOI	PIRAZZO ENRICO	21.842
TARGET ASSET ALLOCATION FUNDS-TARGET MODERATE ALLOCATI	PIRAZZO ENRICO	8.800
TARGET ASSET ALLOCATION FUNDS-TARGET GROWTH ALLOCATION	PIRAZZO ENRICO	8.700
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	PIRAZZO ENRICO	12.583
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	PIRAZZO ENRICO	17.458
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	PIRAZZO ENRICO	27.090
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	PIRAZZO ENRICO	86.979
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	PIRAZZO ENRICO	89.794
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	PIRAZZO ENRICO	138.153
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	PIRAZZO ENRICO	159.800
TEACHERS' RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OF ILLINOIS	PIRAZZO ENRICO	701.414
TELEVIE CAP 1079 FCP SGM	PIRAZZO ENRICO	228
TELEVIE CAP 1087 FCP SGM	PIRAZZO ENRICO	270
THE MOTOROLA PENSION SCHEME	PIRAZZO ENRICO	95.238
THE MUTUAL AID ASSOCIATION OF PREFECTURAL GOVERNMENT PE	PIRAZZO ENRICO	57.832
THE PITNEY BOWES RETIREMENT PLANS TRUST	PIRAZZO ENRICO	19.092
THE PREMIER TRUST FUND FOR QUALIFIED EMPLOYEE BENEFIT PLA	PIRAZZO ENRICO	100.300
THE PRUDENTIAL SERIES FUND - SP INTERNATIONAL VALUE PORTFO	PIRAZZO ENRICO	31.400
THE PUBLIC EDUCATION EMPLOYEE RETIREMENT SYSTEM OF MISSO	PIRAZZO ENRICO	33.979
THE REGENTS OF THE UNIVERSITY OF CALIFORNIA	PIRAZZO ENRICO	1.617.469
THE RET.ANN. PLAN FOR EMPLYEES OF THE ARMY AND AIR FORCE E	PIRAZZO ENRICO	7.200

32

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

### Stampa dell'elenco dei partecipanti

CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM



75728

THE RET.ANN. PLAN FOR EMPLYEES OF THE ARMY AND AIR FORCE E	PIRAZZO ENRICO	29.226
THE TARGET PORTFOLIO TRUST- INTERNATIONAL EQUITY PORTFOLI	PIRAZZO ENRICO	54.700
TIAA-CREF ENHANCED INTERNATIONAL EQUITY INDEX FUND	PIRAZZO ENRICO	20.000
TRANSNET PENSION FUND	PIRAZZO ENRICO	44.100
TRUST FOR RET. MED., DEN. AND LIFE INS. PLAN OF THE ARMY & AIF	PIRAZZO ENRICO	4.347
TRUST FOR RET. MED., DEN. AND LIFE INS. PLAN OF THE ARMY & AIF	PIRAZZO ENRICO	17.026
TRUSTEES OF DONATIONS TO THE PROTESTANT EPISCOPAL CHURC	PIRAZZO ENRICO	8.004
UBS CANADA	PIRAZZO ENRICO	3.667
UNIVERSAL SHIPOWNERS MARINE INSURANCE ASSOCIATION LTD EC	PIRAZZO ENRICO	15.256
WANDSWORTH BOROUGH COUNCIL PENSION FUND	PIRAZZO ENRICO	89.000
WESTERN METAL INDUSTRY PENSION	PIRAZZO ENRICO	12.797
WILSHIRE VARIABLE INSURANCE TRUST-INTERNATIONAL EQUITY FU	PIRAZZO ENRICO	12.500
XEROX CANADA EMPLOYEES RETIREMENT PLAN	PIRAZZO ENRICO	18.940
CRACA ANTONIO	POMARICO MASSIMO	850
AARP EMPLOYEES' PENSION PLAN	RAPONI FEDERICA	8.000
ABERDEEN CANADA - SOCIALLY RESPONSIBLE GLOBAL FUND	RAPONI FEDERICA	74.100
ABERDEEN CANADA - SOCIALLY RESPONSIBLE INTERNATIONAL FUN	RAPONI FEDERICA	35.500
ABERDEEN CANADA FUNDS - EAFE PLUS EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	98.200
ABERDEEN CANADA FUNDS - GLOBAL EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	1.005,700
ABERDEENFULLY HEDGED INTERNATIONAL EQUITIES FUND	RAPONI FEDERICA	51.200
AIM GLOBAL CORE EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	43.299
AMERICAN FUNDS INSURANCE SERIES GLOBAL GROWTH FUND	RAPONI FEDERICA	/ 300.000
AMERICAN FUNDS INSURANCE SERIES GROWTH INCOME FUND	RAPONI FEDERICA	2.250.000
AMERICAN FUNDS INSURANCE SERIES INTERNATIONAL FUND	RAPONI FEDERICA	2.806.000
AMERICAN FUNDS INSURANCE SERIES INTERNATIONAL GROWTH AN	RAPONI FEDERICA	21.650
ARKANSAS TEACHER RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	689.600
ASIAN DEVELOPMENT BANK	RAPONI FEDERICA	119.654
BAERUM KOMMUNE	RAPONI FEDERICA	20.114
BEST INVESTMENT CORPORATION	RAPONI FEDERICA	383.518
BRANDES GLOBAL BALANCED FUND	RAPONI FEDERICA	27.100
BRANDES GLOBAL EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	488.100
BRANDES INTERNATIONAL EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	V 560.600
BRANDES SIONNA CANADIAN BALANCED FUND	RAPONI FEDERICA	31.200
BRANDES SIONNA CANADIAN EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	48.600
BURROUGHS WELLCOME FUND	RAPONI FEDERICA	22.655
CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	2.705
CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	9.150

37.866

RAPONI FEDERICA

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	52.900
CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	318.252
CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	657.142
CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	2.690.490
CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	4.800.000
CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	6.967.536
CALIFORNIA STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	509.890
CALIFORNIA STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	2.139.041
CAPITAL INTERNATIONAL-GLOBAL EQUITY	RAPONI FEDERICA	60.000
CHEVRON UK PENSION PLAN	RAPONI FEDERICA	1.615
CONSOLIDATED EDISON RETIREMENT PLAN	RAPONI FEDERICA	80.037
CORE STRATEGIES INVESTMENT FUND LLC	RAPONI FEDERICA	47.917
CPP INVESTMENT BOARD PMI-2 INC	RAPONI FEDERICA	995.000
CPP INVESTMENT BOARD PMI-2 INC	RAPONI FEDERICA	4.503.445
CREDIT SUISSE INTERNATIONAL SHARES FUND	RAPONI FEDERICA	1.483.100
DOW JONES SUSTAINABILITY WORLD INDEX NON-LENDING COMMON	RAPONI FEDERICA	13.664
ELFUN DIVERSIFIED FUND	RAPONI FEDERICA	19.826
ELFUN INTERNATIONAL EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	120.811
EUROPE ALPHA COMMON TRUST FUND	RAPONI FEDERICA	234.341
FIRST AMERICAN INVESTMENT FUNDS INC INTERNATIONAL SELEC	RAPONI FEDERICA	151.085
FIRST AMERICAN INVESTMENT FUNDS, INCINTERNATIONAL FUND	RAPONI FEDERICA	192.281
FLOURISH INVESTMENT CORPORATION	RAPONI FEDERICA	526.369
GE ASSET MANAGEMENT CANADA INTERNATIONAL EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	106.999
GE ASSET MANAGEMENT FUNDS PLC	RAPONI FEDERICA	9.340
GE ASSET MANAGEMENT FUNDS PLC	RAPONI FEDERICA	243.933
GE INVESTMENT INTERNATIONAL FUND	RAPONI FEDERICA	77.420
GENERAL ELECTRIC INSURANCE PLAN TRUST	RAPONI FEDERICA	63.466
GENERAL ELECTRIC PENSION TRUST	RAPONI FEDERICA	19.027
GENERAL ELECTRIC PENSION TRUST	RAPONI FEDERICA	29.426
GENERAL ELECTRIC PENSION TRUST	RAPONI FEDERICA	47.557
GENERAL ELECTRIC PENSION TRUST	RAPONI FEDERICA	80.836
GENERAL ELECTRIC PENSION TRUST	RAPONI FEDERICA	92.367
GENERAL ELECTRIC PENSION TRUST	RAPONI FEDERICA	117.308
GENERAL ELECTRIC PENSION TRUST	RAPONI FEDERICA	287.483
GENERAL ELECTRIC PENSION TRUST	RAPONI FEDERICA	294.287
GENERAL ELECTRIC PENSION TRUST	RAPONI FEDERICA	340.588
GENERAL ELECTRIC PENSION TRUST	RAPONI FEDERICA	393.756
GENERAL ELECTRIC PENSION TRUST	RAPONI FEDERICA	442.582

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

### Seconda convocazione

MGI NON-US CORE EQUITY FUND

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728 125

		ľ
GMO DEVELOPED WORLD EQUITY INVESTMENT FUND PLC	RAPONI FEDERICA	604.220
GMO TAX-MANAGED GLOBAL BALANCED PORTFOLIO	RAPONI FEDERICA	32,008
GOLDMAN SACHS FUNDS II	RAPONI FEDERICA	19.150
GOVERNING COUNCIL OF THE UNIVERSITY OF TORONTO	RAPONI FEDERICA	14.200
GOVERNING COUNCIL OF THE UNIVERSITY OF TORONTO	RAPONI FEDERICA	40.430
HANSBERGER INSTITUTIONAL SERIES INTERNATIONAL CORE FUND	RAPONI FEDERICA	19.342
HANSBERGER INSTITUTIONAL SERIES INTERNATIONAL VALUE FUND	RAPONI FEDERICA	50.028
HANSBERGER INTERNATIONAL	RAPONI FEDERICA	31.446
HOMESTEAD INTERNATIONAL VALUE FUND	RAPONI FEDERICA	116.700
HONG KONG HOUSING AUTHORITY	RAPONI FEDERICA	31.763
HONG KONG HOUSING AUTHORITY	RAPONI FEDERICA	98,597
HONG KONG SPECIAL ADMINISTRATIVE REGION GOVERNMENT-EXCH	RAPONI FEDERICA	178.236
HONG KONG SPECIAL ADMINISTRATIVE REGION GOVERNMENT-EXCI-	RAPONI FEDERICA	258.782
HOUSTON MUNICIPAL EMPLOYEES PENSION SYSTEM	RAPONI FEDERICA	80.034
ING DIRECT STREETWISE BALANCED FUND	RAPONI FEDERICA	5,569
ING DIRECT STREETWISE BALANCED GROWTH FUND	RAPONI FEDERICA	8.507
INTERNATIONAL ALPHA SELECT SOCIALLY SCREENED QP COMMON	RAPONI FEDERICA	10.220
INTERNATIONAL STOCK MARKET PORTFOLIO	RAPONI FEDERICA	5.597
IPAC SPECIALIST INV. STRATEGIES- INTL SHARE STRATEGY NO 1	RAPONI FEDERICA	185.122
JOHNSON & JOHNSON PENSION & SAVINGS PLANS MASTER TRUST	RAPONI FEDERICA	188.588
KNIGHT VINKE INSTITUTIONAL PARTNERS II, L.P.	RAPONI FEDERICA	126.839
KNIGHT VINKE INSTITUTIONAL PARTNERS II, L.P.	RAPONI FEDERICA	5/6.781
KNIGHT VINKE INSTITUTIONAL PARTNERS II, L.P.	RAPONI FEDERICA	26.693
KNIGHT VINKE INSTITUTIONAL PARTNERS III, L.P	RAPONI FEDERICA	943.000
MANAGED PENSION FUNDS LIMITED	RAPONI FEDERICA	25 903
MARCH FUND	RAPONI FEDERICA	25 166
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	RAPONI FEDERICA	9.018
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	RAPONI FEDERICA	19.600
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	RAPONI FEDERICA	22.200
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	RAPONI FEDERICA	26.450
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	RAPONI FEDERICA	99.520
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	RAPONI FEDERICA	187.885
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	RAPONI FEDERICA	378.023
MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	RAPONI FEDERICA	873.751
MD EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	26.115
MD GROWTH INVESTMENTS LIMITED	RAPONI FEDERICA	410.000
MD INTERNATIONAL VALUE FUND	RAPONI FEDERICA	126.100
***************************************		

RAPONI FEDERICA

264.079

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



MINISTRY OF STRATEGY AND FINANCE	RAPONI FEDERICA	20.859
MINISTRY OF STRATEGY AND FINANCE	RAPONI FEDERICA	99.055
MML FOREIGN FUND	RAPONI FEDERICA	59.156
MULTI-MANAGER ICVC-MULTI-MANAGER EUROPEAN EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	74.300
NATIONAL PENSION SERVICE	RAPONI FEDERICA	33.245
NATIONAL PENSION SERVICE	RAPONI FEDERICA	262.109
NATIONAL PENSION SERVICE	RAPONI FEDERICA	1.593.100
NATIONAL RURAL ELECTRIC COOPERATIVE ASSOCIATION (RS PLAN	RAPONI FEDERICA	221.100
NEPTUNE INVESTMENT FUNDS - NEPTUNE INCOME FUND	RAPONI FEDERICA	1.770.000
NEWPORT NEWS EMPLOYEE RETIREMENT FUND	RAPONI FEDERICA	19.000
NOMURA PARTNERS FUNDS, INC INTERNATIONAL EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	4.350
OMERS ADMINISTRATION CORPORATION	RAPONI FEDERICA	70.380
ONTARIO TEACHERS PENSION PLAN BOARD	RAPONI FEDERICA	591.500
ONTARIO TEACHERS PENSION PLAN BOARD	RAPONI FEDERICA	1.006,266
ONTARIO TEACHERS PENSION PLAN BOARD	RAPONI FEDERICA	13.100.944
ORANGE COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	10.120
ORANGE COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	129.500
PRUDENTIAL RETIREMENT INSURANCE & ANNUITY COMPANY	RAPONI FEDERICA	5.829
PRUDENTIAL TRUST COMPANY COLLECTIVE TRUST	RAPONI FEDERICA	277.000
PUBLIC SCHOOL RETIREMENT SYSTEM OF MISSOURI	RAPONI FEDERICA	308.259
REED ELSEVIER US RETIREMENT PLAN	RAPONI FEDERICA	32.200
RESOURCE STOCK INDEX COMMON TRUST FUND	RAPONI FEDERICA	95.090
RIO TINTO AMERICA MASTER RETIREMENT TRUST	RAPONI FEDERICA	63.470
SACRAMENTO COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	RAPONI FEDERICA	147.800
SAINT-GOBAIN CORPORATION MASTER TRUST	RAPONI FEDERICA	20.841
SCOTTISH WIDOWS OVERSEAS GROWTH INVESTMENT FUNDS ICVC-	RAPONI FEDERICA	38.086
SCOTTISH WIDOWS PLC	RAPONI FEDERICA	3.493
SCOTTISH WIDOWS PLC	RAPONI FEDERICA	188.621
SCOTTISH WIDOWS PLC	RAPONI FEDERICA	564.478
SCOTTISH WIDOWS PLC	RAPONI FEDERICA	606.697
SCOTTISH WIDOWS UNIT FUNDS LIMITED	RAPONI FEDERICA	16.377
SCOTTISH WIDOWS UNIT FUNDS LIMITED	RAPONI FEDERICA	57.030
SCOTTISH WIDOWS UNIT FUNDS LIMITED	RAPONI FEDERICA	73,399
SISTERS OF ST FRANCIS HEALTH SERVICES MASTER PENSION TRUS	RAPONI FEDERICA	50.421
SPDR DJ EURO STOXX 50 ETF	RAPONI FEDERICA	166.539
SPDR DJ STOXX 50 ETF	RAPONI FEDERICA	30.900
SPDR MSCI ACWI EX-US ETF	RAPONI FEDERICA	69.411
SPDR S&P WORLD (EX-US) ETF	RAPONI FEDERICA	18.481

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione



• •		
SPDR S+P INTERNATIONAL DIVIDEND ETF	RAPONI FEDERICA	258.277
SPDR S+P INTERNATIONAL ENERGY SECTOR ETF	RAPONI FEDERICA	21.976
SSGA EMU INDEX EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	99.367
SSGA ENERGY INDEX EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	24.112
SSGA EUROPE INDEX EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	73.067
SSGA INTERNATIONAL EQUITIES INDEX NL TRUST	RAPONI FEDERICA	55.484
SSGA INTERNATIONAL EQUITIES INDEX TRUST	RAPONI FEDERICA	76.879
SSGA MA GLOBAL ALPHA FUND	RAPONI FEDERICA	8.906
SSGA WEALTH WEIGHTED GLOBAL EQUITIES INDEX NL TRUST	RAPONI FEDERICA	22.056
SSGA WEALTH WEIGHTED GLOBAL EQUITIES INDEX TRUST	RAPONI FEDERICA	36.623
SSGA WORLD INDEX EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	69.474
SSTL AS TRUSTEE OF NEPTUNE BALANCED FUND	RAPONI FEDERICA	270.000
SSTL AS TRUSTEE OF NEPTUNE QUARTERLY INCOME FUND	RAPONI FEDERICA	23.000
STATE FARM MUTUAL FUND TRUST, INTERNATIONAL EQUITY FUND	RAPONI FEDERICA	28.500
STATE FARM VARIABLE PRODUCT TRUST, INTERNATIONAL EQUITY F	RAPONI FEDERICA	8.000
STATE OF CONNECTICUT RETIREMENT PLANS & TRUST FUNDS	RAPONI FEDERICA	161.493
STATE OF CONNECTICUT RETIREMENT PLANS & TRUST FUNDS	RAPONI FEDERICA	192.346
STATE OF CONNECTICUT RETIREMENT PLANS & TRUST FUNDS	RAPONI FEDERICA	475.102
STATE OF MINNESOTA	RAPONI FEDERICA	104.566
STATE OF MINNESOTA	RAPONI FEDERICA	231.643
STATE OF MINNESOTA	RAPONI FEDERICA	532/429
STATE STREET ACTIONS EUROLAND	RAPONI FEDERICA	136.845
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INV. FUNDS FOR TAXEX	RAPONI FEDERICA	2.923
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INV. FUNDS FOR TAXEX	RAPONI FEDERICA	37.722
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INV. FUNDS FOR TAXEX	RAPONI FEDERICA	62.731
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INV. FUNDS FOR TAXEX	RAPONI FEDERICA	92.078
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INV. FUNDS FOR TAXEX	RAPONI FEDERICA	/104.031
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INV. FUNDS FOR TAXEX	RAPONI FEDERICA	107.460
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INV. FUNDS FOR TAXEX	RAPONI FEDERICA	525.719
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INV. FUNDS FOR TAXEX	RAPONI FEDERICA	1.859.807
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INVESTMENT FUNDS FC	RAPONI FEDERICA	2.613
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INVESTMENT FUNDS FC	RAPONI FEDERICA	586.273
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INVESTMENT FUNDS FC	RAPONI FEDERICA	674.837
STATE STREET BANK AND TRUST COMPANY INVESTMENT FUNDS FC	RAPONI FEDERICA	3.425.023
STATE STREET EUROPE ENHANCED	RAPONI FEDERICA	348.039
STATE STREET GLOBAL ADVISORS, CAYMAN	RAPONI FEDERICA	612
STATE STREET GLOBAL ADVISORS, CAYMAN	RAPONI FEDERICA	1.145
STATE STREET SRI WORLD INDEX	RAPONI FEDERICA	7.966

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

## Seconda convocazione



STATE STREET TRUSTEES LIMITED ATF SWIP CAPITAL TRUST	RAPONI FEDERICA	224.410
THE COMMON FUND FOR NON PROFIT ORGANIZATION	RAPONI FEDERICA	88.970
THE PRUDENTIAL INSURANCE COMPANY OF AMERICA	RAPONI FEDERICA	47.800
THE ROCKEFELLER FOUNDATION	RAPONI FEDERICA	54.200
THE ROLLS ROYCE PENSION FUND	RAPONI FEDERICA	44.387
THE TRUSTEES OF THE MSD PENSION SCHEME	RAPONI FEDERICA	29.500
THRIVENT PARTNER INTERNATIONAL STOCK FUND	RAPONI FEDERICA	221.700
THRIVENT PARTNER INTERNATIONAL STOCK PORTFOLIO	RAPONI FEDERICA	430.100
THRIVENT PARTNER WORLDWIDE ALLOCATION PORTFOLIO	RAPONI FEDERICA	51.000
THRIVENT PARTNER WORLDWIDE ALLOCATION PORTFOLIO	RAPONI FEDERICA	90.900
TRANSNET RETIREMENT FUND	RAPONI FEDERICA	90.500
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	RAPONI FEDERICA	40.018
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	RAPONI FEDERICA	44.296
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	RAPONI FEDERICA	73.967
UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	RAPONI FEDERICA	201.921
UNIVERSITY OF MANCHESTER	RAPONI FEDERICA	11.200
UNIVERSITY OF TORONTO MASTER TRUST	RAPONI FEDERICA	20.600
UNIVERSITY OF TORONTO MASTER TRUST	RAPONI FEDERICA	52.519
WESTPAC INTERNATIONAL SHARE INDEX TRUST	RAPONI FEDERICA	178.316
WILMINGTON TRUST RET INST SERV CO. COLLECTIVE INVESTMENT	RAPONI FEDERICA	136.100
WORKERS COMPENSATION BOARD-ALBERTA	RAPONI FEDERICA	50.000
WORKERS COMPENSATION INSURANCE FUND	RAPONI FEDERICA	13.700
WORKERS COMPENSATION REINSURANCE ASSOCIATION	RAPONI FEDERICA	55.118
WUT47	RAPONI FEDERICA	13.014
ROSSI AGOSTINO	ROSSI AGOSTINO	6.525
ROSSI LUIGI	ROSSI AGOSTINO	550
ROSSI PAOLO	ROSSI AGOSTINO	3.330
ABERDEEN INTERNATIONAL EQUITY INSTITUTIONAL FUND	VIGNONE MARCO	51.200
ALLIANZ GLOBAL INVESTORS KAPITALANLAGEGESELLSCHAFT M	VIGNONE MARCO	4.592.799
ALPHA EUROPE	VIGNONE MARCO	57.821
ALTRINSIC NONUS EQUITY OFFSHOREMASTER LP	VIGNONE MARCO	66.440
AMALGAMATED BANK	VIGNONE MARCO	1.927
AMONIS NV	VIGNONE MARCO	18.500
AMUNDI FUND	VIGNONE MARCO	481.938
ASTON NEPTUNE INTERNATIONAL FUND	VIGNONE MARCO	1.000
ASTRAZENECA PENSIONS TRUSTEE LIMITED	VIGNONE MARCO	728.800
AVIVA INVESTORS	VIGNONE MARCO	15.497
AVIVA INVESTORS INTERNATIONAL FUND	VIGNONE MARCO	9.368
	•	

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

## Seconda convocazione

# Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728/12R

•		
AVIVA INVESTORS MANAGED FUNDS ICVC MORLEY DIVERSIFIED	VIGNONE MARCO	13.702
AVIVA LIFE & PENSIONS UK LIMITED	VIGNONE MARCO	4.955
AVIVA LIFE & PENSIONS UK LIMITED	VIGÑONE MARCO	7.990
BMW (UK) TRUSTEES LTD, TRUSTEE OF THE BMW (UK) OPERATION:	VIGNONE MARCO	144.682
BNYM TO (UK) LIMITED AS TRUSTEEOFCF GREENMOUNT FUND	VIGNONE MARCO	46.300
BUENA VISTA UNIVERSITY	VIGNONE MARCO	6.114
CAAM	VIGNONE MARCO	130.768
CITY OF NEW YORK GROUP TRUST	VIGNONE MARCO	121.650
CONSEIL DE L'EUROPE	VIGNONE MARCO	32,300
DESERET MUTUAL MASTER RETIREMENT PLAN	VIGNONE MARCO	11.050
DEVON COUNTY COUNCIL PENSION FUND	VIGNONE MARCO	262,400
DHL PENSIONS INVESTMENT FUND LTD	VIGNONE MARCO	139.200
EQUIPSUPER	VIGNONE MARCO	59.000
ETOILE GESTION	VIGNONE MARCO	10.390
ETOILE GESTION	VIGNONE MARCO	18.578
ETOILE GESTION	VIGNONE MARCO	30.000
ETOILE GESTION	VIGNONE MARCO	30.298
ETOILE GESTION	VIGNONE MARCO	38.400
ETOILE GESTION	VIGNONE MARCO	50.221
ETOILE GESTION	VIGNONE MARCO	84.200
ETOILE GESTION	VIGNONE MARCO	120.000
ETOILE GESTION	VIGNONE MARCO	/224.429
ETOILE GESTION	VIGNONE MARCO	250.000
ETOILE GESTION	VIGNONE MARCO	625.000
EVERT LIMITED	VIGNONE MARCO	501
FIRST INITIATIVES INSURANCE LTD	VIGNONE MARCO	8.930
FRANKLIN MUTUAL SERIES FUNDS MUTUAL INTERNATIONAL FUN	VIGNONE MARCO	1.638
FRANKLIN MUTUAL SERIES FUNDS MUTUAL EUROPEAN FUND	VIGNONE MARCO	605.475
FRANKLIN MUTUAL SERIES FUNDS MUTU AL QUEST FUND	VIGNONE MARCO	261.935
FRANKLIN TEMPLETON INVESTMENT FUNDS	VIGNONE MARCO	32.153
FRANKLIN TEMPLETON INVESTMENT FUNDS	VIGNONE MARCO	49.754
FRANKLIN TEMPLETON INVESTMENT FUNDS	VIGNONE MARCO	51.150
FRANKLIN TEMPLETON INVESTMENT FUNDS	VIGNONE MARCO	113.170
FRANKLIN TEMPLETON INVESTMENT FUNDS	VIGNONE MARCO	1.134.947
FRANKLIN TEMPLETON INVESTMENT FUNDS	VIGNONE MARCO	1.350.590
FRIENDS FIDUCIARY CORPORATION .	VIGNONE MARCO	8.600
FT DOW JONES GLOBAL SELECT DIVIDEND INDEXFUND	VIGNONE MARCO	13.229
GAMLA LIVFORSAKRINGSAKTIEBOLAGET SEB TRYGG LIV	VIGNONE MARCO	92.181
	•	32.101

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

## Seconda convocazione



•		•
GLOBAL SHARES FTSE ALL WORLD EXUS FUND	VIGNONE MARCO	1.107
GLOBAL SHARES FTSE ALL WORLD FUND	VIGNONE MARCO	476
GLOBALSHARES FTSE DEVELOPED COUNTRIES EX US FUND	VIGNONE MARCO	3.125
HAYES LEMMERZ INTERNATIONAL INC RETIREMENT INCOME PL	VIGNONE MARCO	4.900
ILLINOIS STUDENT ASSISTANCE COMMISSION	VIGNONE MARCO	25.500
ING TEMPLÉTON FOREIGN EQUITY PORTFOLIO	VIGNONE MARCO	342.887
ING TEMPLETON GLOBAL GROWTH PORTFOLIO	VIGNONE MARCO	259.567
ING VAN KAMPEN GLOBAL TACTICAL ASSET ALLOCATION PORTFOL	VIGNONE MARCO	5.191
ING. INTERNATIONAL VALUE FUND	VIGNONE MARCO	344.300
INGERSOLRAND COMPANY COLLECTIVETRUST	VIGNONE MARCO	39.794
INTECH INTERNATIONAL SHARES HIGH HIGH OPPORTUNITIES TF	VIGNONE MARCO	16.630
INTERNATIONAL BANK FOR RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT	VIGNONE MARCO	. 86.368
INTERNATIONAL BANK FOR RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT	VIGNONE MARCO	103.895
INTERNATIONAL BANK FOR RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT	VIGNONE MARCO	174.000
IOWA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	VIGNONE MARCO	484.771
IQ ARB GLOBAL RESOURCES ETF	VIGNONE MARCO	1.878
JEFFREY COMPANY	VIGNONE MARCO	12.500
JP MORGAN BANK AS DIRECTED TRUSTEE FOR THE DELTA MASTER	VIGNONE MARCO	16.048
JP MORGAN BANK AS TRUSTEES OF THE KRAFT FOODS MASTER RE	VIGNONE MARCO	98.200
KAS DEPOSITARY TRUST COMPANY	VIGNONE MARCO	1.678.199
KUWAIT FUND FOR ARAB ECONOMIC DEVELOPMENT	VIGNONE MARCO	121.600
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE -LABOR PENS	VIGNONE MARCO	19.961
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE -LABOR PENS	VIGNONE MARCO	21.895
LABOR PENSION FUND SUPERVISORY COMMITTEE -LABOR PENS	VIGNONE MARCO	44.262
LEICESTERSHIRE COUNTY COUNCIL PENSION FUND	VIGNONE MARCO	73.400
LOMBARD ODIER FUNDS	VIGNONE MARCO	15.612
LOMBARD ODIER FUNDS	VIGNONE MARCO	15.612
MANHATTAN AND BRONX SURFACE TRANSIT OPERATING AUTHOR	VIGNONE MARCO	122.500
MTAA SUPERANNUATION FUND	VIGNONE MARCO	45.107
MURRAY INTERNATIONAL TRUST PLC	VIGNONE MARCO	900.000
NATIONAL AUSTRALIA BANK GROUP SUPERANNUATION FUND A	VIGNONE MARCO	79.000
NATIONAL WESTMINSTER LIFE ASSURANCE LTD	VIGNONE MARCO	13.652
NATIONAL WESTMINSTER LIFE ASSURANCE LTD	VIGNONE MARCO	37.597
NATIONAL WESTMINSTER REINSURANCE LTD	VIGNONE MARCO	835
NON US EQUITY MANAGERS PORTFOLIO 5 OFFSHORE MASTER LP	VIGNONE MARCO	70.710
NORTHWESTERN MUTUAL SERIES FUND INC INT EQUITY PORT	VIGNONE MARCO	207.268
OGLETHORPE POWER CORPORATION	VIGNONE MARCO	18.179
PACIFIC CAPITAL INTERNATIONAL STOCK FUND	VIGNONE MARCO	32.857
		•

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

### Seconda convocazione

## Stampa dell'elenco dei partecipanti



75728 Bl

PENN SERIES DEVELOPED INTERNATIONAL INDEX FUND	VIGNONE MARCO	11.493
PHL VARIABLE INSURANCE COMPANY	VIGNONE MARCO	68.500
PIONEER ASSET MANAGEMENT SA	VIGNONE MARCO	4.819
PIONEER ASSET MANAGEMENT SA	VIGNONE MARCO	27.932
PIONEER ASSET MANAGEMENT SA	VIGNONE MARCO	62.156
PIONEER ASSET MANAGEMENT SA	VIGNONE MARCO	106.021
PIONEER ASSET MANAGEMENT SA	VIGNONE MARCO	220.340
PIONEER ASSET MANAGEMENT SA	VIGNONE MARCO	357.705
PNC BANK NA	VIGNONE MARCO	3.650
PURISIMA EAFE TOTAL RETURN FUND	VIGNONE MARCO	8.000
QUEENSLAND INVESTMENT CORPORATION	VIGNONE MARCO	52.608
QUEENSLAND INVESTMENT CORPORATION	VIGNONE MARCO	196.529
R C ARCHDIOCESE OF INDIANAPOLIS	VIGNONE MARCO	20.209
RBC GLOBAL ASSET MANAGEMENT (U.S.) INC	VIGNONE MARCO	1.222
RBS CITIZENS N.A GLB MANAGED USD	VIGNONE MARCO	705
RBS INVESTMENT FUNDS ICVC BALANCED FUND	VIGNONE MARCO	21.816
RETIREMENT PLAN FOR THE CITY OFTAMPA GENERAL EMPLOYEES	VIGNONE MARCO	15.100
ROYAL SCOTTISH ASSURANCE PLC	VIGNONE MARCO	6.927
ROYAL SCOTTISH ASSURANCE PLC	VIGNONE MARCO	7.592
S2G	VIGNONE MARCO	<sub>,</sub> 639
S2G	VIGNONE MARCO	_ / 653
\$2G	VIGNONE MARCO	1.220
S2G	VIGNONE MARCO	1.323
S2G	VIGNONE MARCO	1.343
S2G	VIGNONE MARCO	1.371
S2G	VIGNONE MARCO	1.524
S2G	VIGNONE MARCO	2.848
S2G	VIGNONE MARCO	3.130
S2G	VIGNONE MARCO	3.894
S2G	VIGNONE MARCO	4.089
S2G	VIGNONE MARCO	5.230
S2G	VIGNONE MARCO	5.668
S2G	VIGNONE MARCO	6.000
S2G	VIGNONE MARCO	6.540
S2G	VIGNONE MARCO	.7.447
S2G	VIGNONE MARCO	7.554
S2G	VIGNONE MARCO	8.175
S2G	VIGNONE MARCO	14.684

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

## Seconda convocazione



S2G	VIGNONE MARCO	16.734
S2G	VIGNONE MARCO	19.950
S2G	VIGNONE MARCO	20.000
S2G	VIGNONE MARCO	21,296
S2G	VIGNONE MARCO	23.846
S2G	VIGNONE MARCO	27.317
S2G	VIGNONE MARCO	28,261
S2G	VIGNONE MARCO	38.698
S2G	VIGNONE MARCO	50.000
S2G	VIGNONE MARCO	60.688
S2G	VIGNONE MARCO	90.000
\$2G	VIGNONE MARCO	96.898
S2G	VIGNONE MARCO	113.958
S2G	VIGNONE MARCO	120.857
S2G	VIGNONE MARCO	124.943
S2G	VIGNONE MARCO	142.504
S2G	VIGNONE MARCO	160.579
\$2G	VIGNONE MARCO	210.744
S2G	VIGNONE MARCO	215.000
S2G	VIGNONE MARCO	218.178
S2G	VIGNONE MARCO	233.159
S2G	VIGNONE MARCO	289.208
S2G	VIGNONE MARCO	337.397
S2G	VIGNONE MARCO	360.000
S2G	VIGNONE MARCO	915.580
SELECT WORLD EQUITY FUND	VIGNONE MARCO	25.721
SIERRA TEMPLETON INTERNATIONAL EQUITY TRUST	VIGNONE MARCO	76.809
SOUTHERN COMPANY SYSTEM MASTER RETIREMENT TRUST	VIGNONE MARCO	185.312
STATE INSURANCE FUND CORPORATION	VIGNONE MARCO	49.589
STICHTING ALGEMEEN PENSIOENFONDS PROVISUM	VIGNONE MARCO	8.959
STICHTING UNILEVER PENSIOENFONDS PROGRESS	VIGNONE MARCO	100
SUN TRUST - BRANDES SUN TRUST BANKS	VIGNONE MARCO	62.471
SUNTRUST FBO UNIVERSITY OF THESOUTH - TEMPLETON	VIGNONE MARCO	3.594
TAMESIDE MBC RE GREATER MANCHESTER PENSION FUND	VIGNONE MARCO	667.000
TDX INDEPENDENCE 2010 EXCHANGETRADED FUND	VIGNONE MARCO	549
TDX INDEPENDENCE 2020 EXCHANGETRADED FUND	VIGNONE MARCO	3.523
TDX INDEPENDENCE 2030 EXCHANGE TRADED FUND	VIGNONE MARCO	3.762
TDX INDEPENDENCE 2040 EXCHANGETRADED FUND	VIGNONE MARCO	4.081

Segreteria Societaria - Ufficio Titoli

#### Seconda convocazione

### Stampa dell'elenco dei partecipanti

**75**728

EEL

TDX INDEPENDENCE INTARGET EXCHANGEDTRADED FUND	VIGNONE MARCO	552
FEACHERS RETIREMENT SYSTEM OF OKLAHOMA	VIGNONE MARCO	357.427
FEMPLETON EUROPE FUND	VIGNONE MARCO	3.450
TEMPLETON GLOBAL EQUITY INCOME FUND II LIMITED	VIGNONE MARCO	2.267
TEMPLETON GROWTH FUND	VIGNONE MARCO	74.516
TEMPLETON GROWTH FUND II LIMITED	VIGNONE MARCO	5.750
TEMPLETON INSTITUTIONAL FUNDS GLOBAL EQUITY SERIES	VIGNONE MARCO	11.110
TEMPLETON INTERNATIONAL FOREIGNFUND	VIGNONE MARCO	149.742
TEMPLETON NVIT INTERNATIONAL VALUE FUND	VIGNONE MARCO	73.744
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD	VIGNONE MARCO	403,377
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD AS TRUSTEE FOR GOVE	VIGNONE MARCO	281.236
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD AS TRUSTEE FOR GOVER	VIGNONE MARCO	262.600
THE MASTER TRUST BANK OF JAPAN LTD AS TRUSTEE FOR GOVER	VIGNONE MARCO	2.348.560
THE NATIONAL FOOTBALL LEAGUE RECIPROCAL TRUST	VIGNONE MARCO	17.800
THE THOMSON HOLDINGS INCGROUP PENSION PLAN TRUST	VIGNONE MARCO	25.700
TIME WARNER CABLE PENSION PLANSMASTER TRUST	VIGNONE MARCO	37.413
TRINITY UNIVERSITY	VIGNONE MARCO	20.300
UNISUPER	VIGNONE MARCO	50.252
UNISUPER	VIGNONE MARCO	139.411
UNISYS MASTER TRUST	VIGNONE MARCO	233.300
UNITED FOOD AND COMM. WORKERS INTERNAT. UNION INDUSTRY P	VIGNONE MARCO	36.000
UNIVERSITY OF THE SOUTH STI SUNTRUST BANKS	VIGNONE MARCO	3.631
VINSON ELKINS LLP RETIREMENT PLANS MASTER TRUST 3	VIGNONE MARCO	\$1.096
VISION POOLED SUPERANNUATION TRUST	VIGNONE MARCO	43.90
WINDSTREAM MASTER TRUST	VIGNONE MARCO	(AVA) 153,600
KVIP IV International	VINCENT RINZE ANTHONY	332.728
STICHTING PENSIOENFONDS TNO	VINCENT RINZE ANTHONY	391.344
	: totale di ania	1 627 674 006

TOTALI PARTECIPANTI

1621 Azionisti, per un numero totale di azioni pari a

1.627.674.996

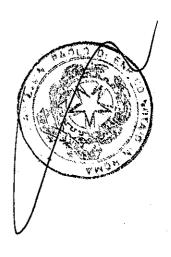
7.10 Roberto Poli

Me PAOLO GASTELLINI - Holels

PAGINA ANNULLATA

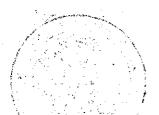
Allegato "C"





Assemblea ordinaria degli azionisti del 27 e 29 aprile 2010

L'avviso di convocazione è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 35, parte II del 23 marzo 2010 pag. 1.



Disclaimer

La relazione finanziaria annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi e riacquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

#### Relazione sulla gestione Relazione e bilancio consolidato Profilo dell'anno 9 Lettera agli Azionisti Andamento operativo 13 **Exploration & Production** 32 Gas & Power Refining & Marketing 45 51 Petrolchimica Ingegneria & Costruzioni 53 Commento ai risultati e altre informazioni Commento ai risultati economico-finanziari 56 Conto economico 76 Stato patrimoniale riclassificato Rendiconto finanziario riclassificato 81 Fattori di rischio e di incertezza 88 Evoluzione prevedibile della gestione 97 98 Altre informazioni Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 99 Impegno per lo sviluppo sostenibile 138 159 Glossario Bilancio consolidato Schemi di bilancio 167 176 Criteri di redazione e principi di consolidamento 177 Criteri di valutazione 191 Note al bilancio consolidato Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione 274 e produzione (non sottoposte a revisione contabile) 285 Attestazione dei management 286 Relazione della Società di revisione Relazione sulla gestione 290 Andamento operativo 296 Commento ai risultati economico-finanziari 313 Compensi e altre informazioni Bilancio di esercizio Schemi di bilancio 327 Criteri di redazione e di valutazione 332 334 Note al bilancio d'esercizio 397 Proposte del Consiglio di Amministrazion all'Assemblea degli azionisti 398 Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c. 401 Attestazione del management 402 Relazione della Società di revisione 404 Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2009 406 Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2009 445 Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

446

459

Allegati alle note del bilancio di esercizio Notizie sulle imprese controllate e collegate

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi

a partecipazione diretta di Eni SpA

dalla revisione



#### I risultati

Nel 2009 Eni ha conseguito l'utile netto di 4,37 miliardi di euro. L'utile netto *adjusted* è stato di 5,21 miliardi di euro, in diminuzione del 48,8% per effetto della flessione dell'utile operativo del settore Exploration & Production a causa del peggioramento dello scenario petrolifero nei primi nove mesi dell'anno, e del settore Refining & Marketing per il calo del margine di raffinazione. I settori Gas & Power e Ingègneria & Costruzioni hanno invece migliorato la propria *performance* operativa.

Il cash flow (flusso di cassa netto da attività d'esercizio) di 11,14 miliardi di euro, unitamente ai disinvestimenti di partecipazioni e asset minori (3,6 miliardi di euro) e alla quota di terzi dell'aumento di capitale connesso alla riorganizzazione dei business regolati Italia (1,54 miliardi di euro), hanno consentito di finanziare in parte gli investimenti a sostegno della crescita organica e dell'esplorazione di 13,69 miliardi di euro, il completamento dell'acquisizione di Distrigas per 2,04 miliardi di euro e il pagamento dei dividendi Eni per 4,17 miliardi di euro. A fine esercizio il leverage è pari a 0,46 (0,38 al 31 dicembre 2008).

#### II dividendo

I buoni risultati conseguiti e i solidi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di 1,00 euro per azione (1,30 euro per azione nel 2008), di cui 0,50 già distribuiti nel settembre 2009 a titolo di acconto. Il management conferma l'impegno di Eni nel sostenere una costante creazione di valore per gli azionisti.

#### La produzione di idrocarburi

Nel 2009 la produzione di idrocarburi è stata di 1,769 milioni di barili/giorno, in flessione dell'1,6% rispetto al 2008; invariata se si escludono i tagli OPEC (-28 mila barili/giorno). La crescita organica e gli avvii hanno compensato gli impatti di problemi tecnici e di sicurezza in Nigeria, la minore produzione di gas assorbita dal mercato europeo e il declino di giacimenti maturi.

L'obiettivo al 2013 è di conseguire il livello produttivo di oltre 2 milioni di barili/giorno con un tasso di crescita medio annuo nel periodo superiore al 2,5%, in base allo scenario di prezzo di 65 dollari/barile costante nel periodo.

#### Le riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2009 determinate sulla base del riferimento Brent a 59,9 dollari/barile ammontano a 6,57 miliardi di boe. Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve è stato del 96% corrispondente a una vita utile residua di 10,2 anni. Escludendo l'effetto prezzo nei PSA, il tasso di rimpiazzo si ridetermina nel 109%.

#### Le vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale sono state di 103,72 miliardi di metri cubi, in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,5%). La significativa riduzione dei volumi registrata sul mercato nazionale, per effetto della recessione economica e dell'intensificarsi della pressione competitiva (-24,3%), è stata compensata dal pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi) e dalla crescita organica in alcuni mercati europei.

Al 2013 Eni intende conseguire un volume di vendite

75728\138

di circa 118 miliardi di metri cubi con un tasso di incremento medio annuo superiore al 3%. In un contesto di mercato particolarmente sfidante, la crescita di Eni sarà supportata dall'eccellente posizionamento strategico in Europa e dal rafforzamento delle sinergie commerciali con Distrigas.

#### Distrigas

Nel 2009 è stata completata l'acquisizione di Distrigas con l'OPA sulle azioni di minoranza cui è seguito il delisting del titolo Distrigas da Euronext Brussels. L'operazione ha rappresentato per Eni un importante passo avanti nel consolidamento della propria leadership nel mercato europeo del gas grazie alle significative sinergie da integrazione.

#### Riorganizzazione Business regolati del gas in Italia

Nel 2009 è stata attuata la riorganizzazione delle infrastrutture gas in Italia attraverso la cessione a Snam Rete Gas delle attività di distribuzione e di stoccaggio di gas naturale svolte attraverso le consociate Italgas e Stoccaggi Gas Italia. L'operazione ha consentito a Eni di generare valore attraverso il conseguimento di importanti sinergie strutturali nel settore dei business regolati e di rafforzare la struttura patrimoniale consolidata.

#### Partnership strategica Eni-Gazprom

La partnership strategica tra Eni e Gazprom, primo produttore mondiale di gas, ha raggiunto nel 2009 il suo 40° anno di attività. I due partner intendono proseguire nello sviluppo congiunto di progetti nell'upstream e nel mercato gas. In particolare, nel 2009: (i) è stato ceduto il 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni in forza dell'esercizio della call option da parte di Gazprom al prezzo contrattuale di 3,07 miliardi di euro; (ii) è stata perfezionata la cessione del 51% della joint venture Eni-Enel OOO SeverEnergia a Gazprom in forza dell'esercizio della call option da parte della società russa. Il valore della transazione in quota Eni è di 940 milioni di dollari (incassato per il 25% alla data di bilancio e per il restante 75% il 31 marzo 2010); (iii) è stato concordato l'ampliamento dello scope of work originario del progetto di realizzazione del gasdotto South Stream con un incremento della capacità di trasporto della pipeline da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno.

#### Principali sviluppi di portafoglio

Nel gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio di compagnie internazionali, e le compagnie di stato South Oil Company e Missan Oil Company hanno ratificato il contratto di sfruttamento del giacimento giant Zubair in Iraq. Lo sviluppo prevede il raggiungimento progressivo del target di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.

Nel gennaio 2010 Eni e la società di Stato venezuelana PDVSA hanno siglato un accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento giant a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve "in place" certificate di 35 miliardi di barili.

Nel giugno 2009 è stata perfezionata l'acquisizione da Quicksilver Resources Inc. della quota del 27,5% degli asset detenuti dalla società nell'Area "Alliance", nel Texas settentrionale, contenente riserve di gas shale. Il prezzo della transazione è stato di 280 milioni di dollari. Nel 2009 la produzione di spettanza Eni proveniente dagli asset acquisiti è stata di 4 mila boe/giorno, che cresceranno a circa 10 mila boe nel 2011.

Nel novembre 2009 Eni si è aggiudicata la quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga, in Indonesia, per la produzione di gas da giacimenti di carbone (coal bed methane). I risultati degli studi preliminari condotti di recente nel blocco stimano un potenziale minerario di circa 111 miliardi di metri cubi che sarà accertato attraverso un programma di coltivazione previsto a partire dal 2010.

Nel maggio 2009 Eni e il Ministero del Petrolio egiziano hanno firmato un accordo che prevede l'estensione di 10 anni della concessione del giacimento giant di Belayim con l'impegno Eni di spesa di 1,5 miliardi di dollari nei prossimi 5 anni in investimenti, interventi di ottimizzazione della produzione e costi operativi.

Nel gennaio 2010 Eni ha definito l'accordo per l'acquisizione in Austria di attività downstream che compressione di carburanti di 135 impuniti, attività extrarete nonché asset commerciali nel businessavio è attività complementari di logistica e stoccaggio.

Nell'ottobre 2009 Eni e i partner commerciali di Turchia e Russia nella realizzazione dell'oleodotto Samsum-Ceyhan hanno firmato un Memorandum of Understanding che sancisce l'impegno a definire le condizioni economiche e contrattuali per l'ingresso nel progetto delle imprese russe, tale da assicurare i volumi di greggio necessari a garantirne la sostenibilità economica. Il progetto realizzerà un by-pass per il petrolio proveniente da est evitando il trasporto via mare attraverso lo stretto dei Dardanelli e il Bosforo, con importanti ricadute in termini di sicurezza e protezione dell'ambiente.

Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, è stata definita la razionalizzazione delle attività minerarie in Italia con la costituzione di tre Newco alle quali sono stati conferiti rispettivamente tre cluster di titoli, raggruppati in base alla collocazione geografica: Nord

Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), Italia Centrale (Marche, Abruzzo, Molise) e Mezzogiorno, nell'area di Crotone. Sono in fase avanzata le trattative di vendita a terzi delle Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, conferitarie rispettivamente degli asset del Nord e Centro Italia.

#### Partnership agreement

Nel 2009 sono state definite importanti partnership strategiche con i Paesi detentori di riserve di idrocarburi, che fanno leva sul modello di cooperazione Eni volto a integrare il business tradizionale con attività di sviluppo sostenibile finalizzate a promuovere elevati standard di sviluppo socio-economico nei Paesi ospitanti. Tali accordi, che hanno interessato in particolare Angola, Egitto, Kazakhstan e Turkmenistan, rappresentano altrettante opportunità di accesso a nuove riserve.

#### L'attività esplorativa

Nel 2009 l'attività esplorativa (1.228 milioni di euro) ha conseguito numerosi successi, in particolare con la scoperta giant di Perla (Eni 50%) in Venezuela e con la scoperta ad elevato potenziale di Cabaça Norte (Eni 35%, operatore) in Angola. Altri importanti successi esplorativi sono stati ottenuti in Ghana, Golfo del Messico, Indonesia, Mare del Nord e Pakistan. Nell'anno sono stati completati 69 pozzi esplorativi in quota Eni, oltre a 10 pozzi in progress a fine esercizio con un tasso di successo commerciale del 43,6% in quota Eni.

Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di nuovi permessi in Angola, Cina, Ghana, Golfo del Messico e Norvegia, in linea con le strategie Eni di consolidamento delle presenze in aree selezionate.

75728/lho

(milioni di euro)         87.204         108.082         83.227           Ricavi della gestione caratteristica         18.739         18.517         12.055           Utile operativo         19.004         21.608         13.122           Utile netto (b)         19.004         21.608         13.122           Utile netto adjusted (a)(b)         9.569         10.164         5.207           Flusso di cassa netto da attività di esercizio         15.517         21.801         11.36           Investimenti tecnici         10.593         14.562         13.695           Investimenti in partecipazioni (c)         9.909         4.305         2.323           Dividendi per esercizio di competenza (d)         4.750         4.714         3.622           Dividendi pagati nell'esercizio         4.583         4.910         4.166           Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Partimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         16.327         18.376         23.055           Indebitamento finanziari o netto a fine periodo <t< th=""><th>Principali dati economici e finanziari</th><th>et in the state of the state of</th><th>2007</th><th>2008</th><th>2009</th></t<>	Principali dati economici e finanziari	et in the state of the state of	2007	2008	2009
Ricard delia gestione caratteristica         18.739         18.517         12.055           Utile operativo         19.004         21.608         13.122           Utile operativo adjusted (a) (b)         10.011         8.825         4.367           Utile netto adjusted (a) (b)         9.569         10.164         5.207           Flusso di cassa netto da attività di esercizio         15.517         21.801         11.136           Investimenti i tecnici         10.593         14.562         13.695           Investimenti in partecipazioni (c)         9.909         4.305         2.323           Dividendi per esercizio di competenza (c)         4.750         4.714         3.622           Dividendi pagati nell'esercizio         4.583         4.910         4.166           Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         42.867         48.510         50.051           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Capitale investit	(milioni di euro)				
Utile operativo         19.004         21.608         13.122           Utile netto (b)         10.011         8.825         4.367           Utile netto adjusted (a)(b)         9.569         10.164         5.207           Flusso di cassa netto da attività di esercizio         15.517         21.801         11.136           Investimenti tecnici         10.593         14.562         13.695           Investimenti in partecipazioni (c)         9.909         4.305         2.323           Dividendi per esercizio di competenza (d)         4.750         4.714         3.622           Dividendi pagati nell'esercizio         4.583         4.910         4.166           Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         16.327         18.376         23.055           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Prezzo delle azioni a fine periodo         (euro)         25,05         16,74         17,80           Numero azioni in c	Ricavi della gestione caratteristica			<del></del>	
Utile netto (b)         10.011         8.825         4.367           Utile netto adjusted (a)(b)         9.569         10.164         5.207           Flusso di cassa netto da attività di esercizio         15.517         21.801         11.136           Investimenti tecnici         10.593         14.562         13.695           Investimenti in partecipazioni (c)         9.909         4.305         2.323           Dividendi per esercizio di competenza (d)         4.750         4.714         3.622           Dividendi pagati nell'esercizio         4.583         4.910         4.166           Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         42.867         48.510         50.051           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Prezzo delle azioni a fine periodo         (euro)         25,05         16,74         17,80           Numero azioni in circolazione a fine periodo         (milioni)         3.652,4         3.622,4 <td>Utile operativo</td> <td></td> <td>18.739</td> <td></td> <td>~</td>	Utile operativo		18.739		~
Utile netto (b)         10.011         8.825         4.367           Utile netto adjusted (a)(b)         9.569         10.164         5.207           Flusso di cassa netto da attività di esercizio         15.517         21.801         11.136           Investimenti tecnici         10.593         14.562         13.695           Investimenti in partecipazioni (c)         9.909         4.305         2.323           Dividendi per esercizio di competenza (d)         4.750         4.714         3.622           Dividendi pagati nell'esercizio         4.583         4.910         4.166           Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         42.867         48.510         50.051           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Capitale investito netto a fine periodo         (euro)         25.05         16,74         17,80           Numero azioni in circolazione a fine periodo         (milioni)         3.656,8         3.622,4 <t< td=""><td>Utile operativo adjusted (a)</td><td></td><td>19.004</td><td>21.608</td><td></td></t<>	Utile operativo adjusted (a)		19.004	21.608	
Utile netto adjusted (a) (b)         9.569         10.164         5.207           Flusso di cassa netto da attività di esercizio         15.517         21.801         11.136           Investimenti i tecnici         10.593         14.562         13.695           Investimenti in partecipazioni (c)         9.909         4.305         2.323           Dividendi per esercizio di competenza (d)         4.750         4.714         3.622           Dividendi pagati nell'esercizio         4.583         4.910         4.166           Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         42.867         48.510         50.051           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         16.327         18.376         23.055           Capitale investito netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Prezzo delle azioni a fine periodo         (euro)         25,05         16,74         17,80           Numero azioni in circolazione a fine periodo         (milioni)         3.656,8 <td< td=""><td></td><td></td><td>10.011</td><td>8.825</td><td>4.367</td></td<>			10.011	8.825	4.367
Flusso di cassa netto da attività di esercizio         15.517         21.801         11.136           Investimenti tecnici         10.593         14.562         13.695           Investimenti in partecipazioni (c)         9.909         4.305         2.323           Dividendi per esercizio di competenza (d)         4.750         4.714         3.622           Dividendi pagati nell'esercizio         4.583         4.910         4.166           Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         42.867         48.510         50.051           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         16.327         18.376         23.055           Capitale investito netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Prezzo delle azioni a fine periodo         (euro)         25.05         16,74         17,80           Numero azioni in circolazione a fine periodo         (milioni)         3.656,8         3.622,4         3.622,4			9.569	10.164	5.207
Investimenti tecnici         10.593         14.562         13.695           Investimenti in partecipazioni (c)         9.909         4.305         2.323           Dividendi per esercizio di competenza (d)         4.750         4.714         3.622           Dividendi pagati nell'esercizio         4.583         4.910         4.166           Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         42.867         48.510         50.051           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Prezzo delle azioni a fine periodo         (euro)         25,05         16,74         17,80           Numero azioni in circolazione a fine periodo         (milioni)         3.656,8         3.622,4         3.622,4			15.517	21.801	11.136
Investimenti in partecipazioni (c)         9.909         4.305         2.323           Dividendi per esercizio di competenza (d)         4.750         4.714         3.622           Dividendi pagati nell'esercizio         4.583         4.910         4.166           Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         42.867         48.510         50.051           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         16.327         18.376         23.055           Capitale investito netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Prezzo delle azioni a fine periodo         (euro)         25,05         16,74         17,80           Numero azioni in circolazione a fine periodo         (milioni)         3.656,8         3.622,4         3.622,4	<del></del>		10.593	14.562	13.695
Dividendi per esercizio di competenza (d)         4.750         4.714         3.622           Dividendi pagati nell'esercizio         4.583         4.910         4.166           Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         42.867         48.510         50.051           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         16.327         18.376         23.055           Capitale investito netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Prezzo delle azioni a fine periodo         (euro)         25,05         16,74         17,80           Numero azioni in circolazione a fine periodo         (milioni)         3.656,8         3.622,4         3.622,4			9.909	4.305	2.323
Dividendi pagati nell'esercizio         4.583         4.910         4.166           Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         42.867         48.510         50.051           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         16.327         18.376         23.055           Capitale investito netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Prezzo delle azioni a fine periodo         (euro)         25,05         16,74         17,80           Numero azioni in circolazione a fine periodo         (milioni)         3.656,8         3.622,4         3.622,4			4.750	4.714	3.622
Costi di ricerca e sviluppo         208         217         207           Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         42.867         48.510         50.051           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         16.327         18.376         23.055           Capitale investito netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Prezzo delle azioni a fine periodo         (euro)         25,05         16,74         17,80           Numero azioni in circolazione a fine periodo         (milioni)         3.656,8         3.622,4         3.622,4			4.583	4.910	4.166
Totale attività a fine periodo         101.460         116.673         117.529           Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo         19.830         20.837         24.800           Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo         42.867         48.510         50.051           Indebitamento finanziario netto a fine periodo         16.327         18.376         23.055           Capitale investito netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Prezzo delle azioni a fine periodo         (euro)         25,05         16,74         17,80           Numero azioni in circolazione a fine periodo         (milioni)         3.656,8         3.622,4         3.622,4			208	217	207
Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo19.83020.83724.800Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo42.86748.51050.051Indebitamento finanziario netto a fine periodo16.32718.37623.055Capitale investito netto a fine periodo59.19466.88673.106Prezzo delle azioni a fine periodo(euro)25,0516,7417,80Numero azioni in circolazione a fine periodo(milioni)3.656,83.622,43.622,4			101.460	116.673	117.529
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti a fine periodo42.86748.51050.051Indebitamento finanziario netto a fine periodo16.32718.37623.055Capitale investito netto a fine periodo59.19466.88673.106Prezzo delle azioni a fine periodo(euro)25,0516,7417,80Numero azioni in circolazione a fine periodo(milioni)3.656,83.622,43.622,4			19.830	20.837	24.800
Indebitamento finanziario netto a fine periodo         16.327         18.376         23.055           Capitale investito netto a fine periodo         59.194         66.886         73.106           Prezzo delle azioni a fine periodo         (euro)         25,05         16,74         17,80           Numero azioni in circolazione a fine periodo         (milioni)         3.656,8         3.622,4         3.622,4			42.867	48.510	50.051
Capitale investito netto a fine periodo59.19466.88673.106Prezzo delle azioni a fine periodo(euro)25,0516,7417,80Numero azioni in circolazione a fine periodo(milioni)3.656,83.622,43.622,4			16.327	18.376	23.055
Prezzo delle azioni a fine periodo(euro)25,0516,7417,80Numero azioni in circolazione a fine periodo(milioni)3.656,83.622,43.622,4			59.194	66.886	73.106
Numero azioni in circolazione a fine periodo (milioni) 3.656,8 3.622,4 3.622,4		(euro)	25,05	16,74	17,80
Numero azioni in circolazione a line periodo					3.622,4
					64,5

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili netti nella configurazione adjusted, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".
(b) Di competenza Eni.
(c) Al netto delle disponibilità nette acquisite.
(d) L'importo 2009 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(e) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Utile netto				•
- per azione <sup>(a)</sup>	(euro)	2,73	2,43	1/,21
- per ADR (a)(b)	(USD)	7,49	7,15	\$,36
Utile netto adjusted				
- per azione <sup>(a)</sup>	(еиго)	2,61	5 279	1,44
- per ADR (a) (b)	(USD)	7,16	7 8 2	4,01
Return On Average Capital Employed (ROACE)			12	
- reported	(%)	<b>203</b>	15,7	8)0
- adjusted	(%)	19,4	17,6°	, <b>9,</b> 2
Leverage		<b>0</b> :38(%)	Je 01384	0,46
Dividendo di competenza	(euro per azione)	1,30	S4 1 30 1	1,00
Pay-out (c)	(%)	47	× 14.6.93	83
Redditività complessiva per l'azionista (TSR)	(%)	3,2	(291)	13,7
Dividend yield (d)	(%)	5,3	7,6	5,8

(b) Un ADR rappresenta due azioni.
(c) Il valore 2009 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

Prezzo medio del greggio Brent dated (a)		72,52	96,99	61,51
Cambio medio EUR/USD (6)		1,371	1,471	1,393
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated		52,90	65,93	44,16
Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>		4,52	6,49	3,13
Margine di raffinazione Brent/Ural <sup>(c)</sup>		6,45	8,85	3,56
Margini europei medi di raffinazione in euro		3,30	4,41	2,25
Euribor - euro a tre mesi	(%)	4,3	4,6	1,2
Libor - dollaro a tre mesi	(%)	5,3	2,9	0,7

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

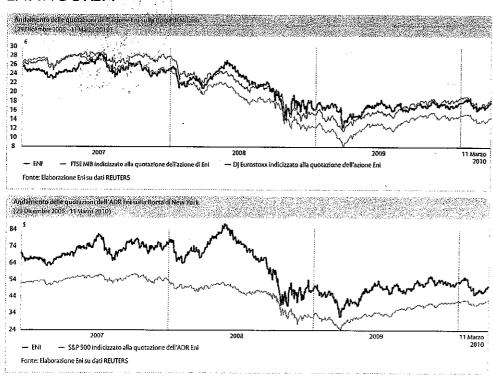
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	6.370	6.600	6.571
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.219	3.335	3.463
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	512	531	506
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,0	10,0	10,2
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.736	1.797	1.769
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.020	1.026	1.007
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	125	124
Gas & Power			÷ .	
Vendite gas mondo (a)	(miliardi di metri cubi)	98,96	104,23	103,72
Vendite di GNL <sup>(b)</sup>	(miliardi di metri cubi)	11,7	12,0	12,9
Clienti in Italia	(milioni)	6,61	6,63	6,88
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	83,28	85,64	76,90
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,19	29,93	33,96
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	37,15	35,84	34,55
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,80	12,03	12,02
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo <sup>(c)</sup>	(numero)	6.440	5.956	5.986
rogato medio per stazione di servizio rete Europa <sup>(c)</sup>	(migliaia di litri)	2.486	2.502	2.477
Petrolchimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	8.795	7.372	6.521
/endite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5,513	4.684	4.265
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	11.845	13.860	9.917
ortafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	15.390	19.105	18.730
Dipendenti a fine periodo	(numero)	75.862	78,880	78,417

(a) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 6,17 miliardi di metri cubi (5,39 e 6,00 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) di cui 2,57 miliardi di metri cubi in Europa (3,59 e 3,36 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) e 3,60 miliardi di metri cubi nel Colfo del Messico (1,8 e 2,64 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008).

(b) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

(c) I dati dell'esercizio 2007 incluidono le attività downstream in Penisola Iberica cedute a Galp nell'ottobre 2008.

## **ENI IN BORSA**



#### Consiglio di Amministrazione Eni



Roberto Poli Presidente



Paolo Scaroni Amministratore Delegato e Direttore Generale

# Lettera agli Azionisti

Nel 2009 Eni ha conseguito risultati superiori alle aspettative e tra i migliori dell'industria, in un contesto di mercato caratterizzato dalla recessione economica più forte degli ultimi sessanta anni. Tutto ciò è stato possibile grazie alla solidità del nostro portafoglio di business integrato, in grado di attenuare gli impatti delle contrazioni del ciclo economico.

Gli obiettivi raggiunti nel 2009 ci hanno consentito di proseguire la nostra strategia di crescita. In particolare abbiamo conseguito importanti risultati nei settori Exploration & Production e Gas & Power, con i progetti giant in Venezuela e Iraq, l'ingresso in nuove aree a elevato potenziale come il Ghana, il perfezionamento di accordi strategici nelle aree core di Russia, Regione del Caspio (Kazakhstan e Turkmenistan) e Africa, il completamento dell'acquisizione di Distrigas e la riorganizzazione dei business regolati in Italia.

La consolidata partnership strategica con Gazprom, giunta nel 2009 al 40° anno di vita, ci consentirà di continuare a perseguire iniziative di sviluppo nei settori dell'upstream e del mercato del gas.

Il 22 gennaio 2010 abbiamo ratificato il *Technical Service Contract* per lo sviluppo del giacimento di Zubair, della durata di 20 anni estendibili di ulteriori 5. L'obiettivo è di raggiungere il livello produttivo target di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.

Il 26 gennaio 2010 abbiamo siglato con la società di Stato venezuelana PDVSA l'accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento Junin 5, con riserve di olio pesante "in place" certificate di 35 miliardi di barili.

Eni, anche quest'anno, è stata riconosciuta fra le compagnie con il più elevato indice di sostenibilità tra le società del settore oil&gas presenti nel Dow Jones Sustainability Index. Nel corso del 2009, abbiamo conseguito efficienze di 400 milioni di euro, con risparmi cumulati dal 2006 di 1.3 miliardi di euro.

Nonostante la ripresa del prezzo del petrolio, l'outlook 2010 presenta sfide importanti. Eni conferma la sua strategia e si propone di conseguire una crescita di lungo termine della produzione superiore alla media dei concorrenti e di consolidare la propria leadership nel mercato europeo del gas, preservando una solida struttura patrimoniale e continuando a creare valore per i suoi azionisti.

#### Risultati economico-finanziari

L'utile netto del 2009 è stato di 4,37 miliardi di euro con L'utile netto adjusted è stato di 5,21 miliardi di euro con una flessione del 49%, rispetto al 2008, per di etto della rilevante flessione del prezzo del barile nei otimi nove mesi dell'anno, della caduta del margine di raffinazione e dell'incremento del tax rate adjusted, che hanno più che bilanciato la crescita dei risultati di Gas & Tower e Ingegneria & Costruzioni.

La remunerazione del capitale investito (ROACE) è stata del 9,2% adjusted.

Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di 11,1 miliardi di euro, i proventi da cessioni di 3,6 miliardi di euro e la sottoscrizione da parte di terzi dell'aumento di capitale in Snam Rete Gas di 1,5 miliardi di euro, hanno consentito di finanziare parte dei fabbisogni per gli investimenti a sostegno dalla crescita organica e dell'esplorazione di 13,7 miliardi di euro, il completamento dell'acquisizione di Distrigas di 2,04 miliardi di euro e il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni di 4,17 miliardi di euro.

A fine esercizio il leverage è aumentato a 0,46.



Alberto Clô Consigliere



Paolo Andrea Colombo Consigliere



Paolo Marchioni Consigliere



Marco Reboa Consigliere

I risultati raggiunti ci consentono di proporre all'Assemblea degli Azionisti un dividendo di 1 euro per azione, di cui 0,50 già distribuiti come acconto nel settembre 2009.

# Sostenere la crescita e la redditività per l'azionista

La nostra strategia rimane immutata. Il robusto portafoglio progetti e le opportunità di investimento ci consentiranno di raggiungere i nostri obiettivi di crescita.

Nel prossimo quadriennio abbiamo in programma investimenti per 52,8 miliardi di euro, incluse le iniziative strategiche in Iraq e in Venezuela, con un incremento di circa l'8% rispetto al piano precedente.

Il cash flow e le operazioni di dismissione programmate ci consentiranno di finanziare gli investimenti e di remunerare gli azionisti.

La Divisione **EXPLORATION & PRODUCTION** ha conseguito un utile netto *adjusted* di 3,9 miliardi di euro, in diminuzione del 50,9% rispetto al 2008, per effetto di uno scenario prezzi sfavorevole nei primi nove mesi (Brent -37%), dei minori volumi venduti e del maggior *tax rate*.

La produzione di petrolio e gas naturale è stata di 1,769 milioni di barili/giorno in diminuzione dell'1,6% rispetto al 2008; escludendo i tagli OPEC, pari a circa 28 mila barili/giorno, la produzione risulta sostanzialmente invariata. Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve è stato del 96%, corrispondente ad una vita utile residua di 10,2 anni al 31 dicembre 2009 (10 anni nel 2008). Abbiamo ampliato la resource base di oltre 1 miliardo di boe grazie al successo dell'attività esplorativa in Venezuela con la scoperta giant Perla, in Angola, Ghana e Golfo del Messi-

co. Tutto ciò con una spesa per esplorazione inferiore del 30% rispetto al 2008.

Nel 2009 sono stati avviati 27 nuovi giacimenti, che contribuiranno a regime con 190 mila boe/giorno alla nostra produzione. Il portafoglio *upstream* è stato rafforzato, oltre che con gli accordi in Iraq e in Venezuela, anche attraverso i successi esplorativi in Angola e con le acquisizioni di nuove licenze in Ghana, nel mar di Barents e in Pakistan. Siamo entrati a far parte di iniziative per la produzione di gas *unconventional* in Usa, con l'acquisizione da Quicksilver Resources Inc di una partecipazione nell'Area "Alliance" contenente riserve di gas shale, e in Indonesia, aggiudicandoci la quota del 37,8% nella licenza di Sanga Sanga per la produzione di gas da giacimenti di carbone (*coal bed methane*).

L'obiettivo per il quadriennio è incrementare la produzione ad un tasso superiore al 2,5%, con un livello produttivo target di oltre 2 milioni di barili/giorno al 2013, assumendo uno scenario di prezzo del Brent pari a 65 dollari/barile. La maggior parte dei progetti sono prossimi alla final investment decision ("fid") o sono già stati sanzionati. Si prevede che la produzione al 2013 proverrà per circa tre quarti da giacimenti in esercizio al 2009 e per la parte restante da nuovi avvii, in particolare i progetti Zubair in Iraq, Kashagan e Algeria, First Calgary, che contribuiranno con circa 560 mila barili/giorno.

La Divisione GAS & POWER ha realizzato nel 2009 un utile netto *adjusted* di 2,92 miliardi di euro in aumento del 10% rispetto al 2008, nonostante la significativa flessione dei consumi di gas (-7,4% su scala europea; -10% nel mercato Italia). Questo risultato riflette la tenuta dei *business* regolati, l'ottima *performance* di Distrigas e le sinergie di integrazione.



Mario Resca Consigliere



Pierluigi Scibetta Consigliere



Francesco Taranto Consigliere

Anche i volumi di vendita hanno tenuto, con quasi 104 miliardi di metri cubi, per effetto dell'espansione sul mercato europeo che ha consentito di assorbire il calo delle vendite in Italia (-24%).

Grazie alla partnership strategica con Gazprom, abbiamo rinegoziato i termini dei nostri principali contratti di approvvigionamento di lungo termine, migliorando la nostra flessibilità operativa.

La nostra strategia sarà focalizzata sul rafforzamento della leadership nel mercato europeo del gas, dei margini e della quota di mercato in Italia, puntando sulla forza commerciale, le relazioni di lungo termine con i Paesi fornitori e l'accesso alle infrastrutture di trasporto internazionali. Accesso che non sarà intaccato dalla dismissione della proprietà dei tre gasdotti di importazione da Russia e Nord Europa, proposta in sede europea per la chiusura della vertenza antitrust.

Ci aspettiamo nel 2010 una debole ripresa della domanda di gas in particolare sul mercato italiano. L'integrazione commerciale con Distrigas e il beneficio delle rinegoziazioni con i fornitori internazionali ci consentiranno di assorbire eventuali flessioni delle vendite domestiche e mantenere quelle di gas complessive ai livelli del 2009. Al 2013 ci proponiamo di raggiungere un volume di vendite di circa 118 miliardi di metri cubi, che corrisponde a un tasso di crescita medio annuo superiore al 3%.

In Italia, per quanto riguarda i *business* regolati, prevediamo di ottenere ritorni indipendenti dall'andamento dello scenario, sostenuti dalla redditività garantita degli investimenti programmati e dalle sinergie derivanti dall'integrazione della filiera trasporto, distribuzione e stoccaggio.

La Divisione **REFINING & MARKETING** ha riportato una perdita di 197 milioni di euro dovuta all'estrema debolezza della raffinazione (-52% il margine TRC). Le lavorazioni sono state ridotte di un milione di tonnellate. Tali impatti sono stati attenuati in parte dalla buona tenuta delle attività commerciali, grazie alle efficaci azioni di marketing adottate.

Nel 2010, in uno scenario atteso ancora debole, la nostra strategia prevede investimenti selettivi volti a incrementare la capacità di conversione, a rafforzare la struttura impiantistica e aumentare l'efficienza energetica.

Nel marketing puntiamo a consolidare la leadership nel mercato italiano attraverso il continuo miglioramento degli standard qualitativi, i programmi di fidelizzazione, lo sviluppo del business non-oil, nonche il re-prandina al marchio eni. All'estero la crescita sara focalizzata su: Germania, Svizzera e Austria. In Austria, il 21 germanio, abbiamo chiuso un accordo con Exxon per l'accassicione di 135 impianti, attività extrarete, di logistica e deccaggio.

La Divisione INGEGNERIA & COSTRUZIONI ha conserguito un utile netto adjusted di 892 milioni di euro, con un aumento del 14% rispetto al 2008 per effetto della migliore performance operativa che ha beneficiato del robusto portafoglio ordini e del miglioramento dell'efficienza. Saipem sta completando l'espansione della propria flotta di mezzi di costruzione e di perforazione di classe mondiale, consolidando la sua leadership nelle attività di project management, ingegneria e costruzioni nel settore dei servizi all'industria petrolifera.

La **PETROLCHIMICA** ha riportato una perdita sia a livello operativo sia a livello di risultato netto *adjusted* (rispettivamente -426 e -340 milioni di euro) dovuta alle difficili condizioni di mercato: domanda in calo, eccesso

di capacità e forte pressione competitiva sui prodotti commodity.

La nostra strategia è incentrata al miglioramento dell'efficienza, riposizionando il mix prodotti su quelli a più elevato valore aggiunto e investendo in modo selettivo nelle aree a maggior vantaggio competitivo (stirenici ed elastomeri), utilizzando le nostre tecnologie proprietarie.

### Sviluppo sostenibile

Nel campo dello sviluppo sostenibile, vogliamo confermarci fra le società del settore *oil&gas* con il più elevato indice di sostenibilità al mondo.

Per fare questo, dedicheremo i nostri sforzi al miglioramento della sostenibilità delle nostre attività facendo leva sull'impegno nella ricerca e nell'innovazione, sullo sviluppo delle comunità locali, sulla tutela dell'ambiente, sulla promozione di più elevati standard di salute e sicurezza e la valorizzazione delle nostre persone. Nella gestione dell'impresa e nei rapporti con i partner, la nostra priorità è la difesa e la promozione dei diritti umani.

Eni conferma il proprio impegno, nel prossimo quadriennio, nella ricerca e nell'innovazione tecnologica, focalizzando la propria attenzione sullo sviluppo di tecnologie per la scoperta e la produzione di idrocarburi, sull'uso di energie rinnovabili e sulla riqualificazione ambientale dei siti dismessi. Perseguiremo questi obiettivi attraverso alleanze strategiche con centri di eccellenza internazionali e con l'impegno delle nostre risorse.

L'attenzione dedicata alle persone è uno dei fattori di successo di Eni. Nella gestione delle risorse umane intendiamo realizzare programmi per migliorare le capacità di leadership, sviluppare la conoscenza del business e promuovere lo sviluppo internazionale.

Verso i Paesi e le comunità che ospitano le nostre attività instauriamo relazioni improntate ad un modello di cooperazione che ne promuova la crescita e il progresso attraverso la valorizzazione delle potenzialità locali, il trasferimento di competenze, la realizzazione di investimenti e lo sviluppo di partnership.

In conclusione, Eni archivia il 2009 con risultati positivi nonostante le difficoltà dello scenario energetico e di mercato. In un 2010 ancora incerto, Eni, grazie al suo eccellente posizionamento strategico, continuerà a generare risultati al top del settore e a creare valore sostenibile per i suoi azionisti nel breve e nel lungo termine.

11 marzo 2010

per il consiglio

II Presidente

per il Consiglio di Amministrazione

L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>(1)</sup>
Presidente
Roberto Poli<sup>(2)</sup>
Amministratore Delegato e Direttore Generale
Paolo Scaroni <sup>(3)</sup>
Amministratori
Alberto Clô, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni,
Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta,
Francesco Taranto

DIRETTORI GENERALI
Divisione Exploration & Production
Claudio Descalzi (4)
Divisione Gas & Power
Domenico Dispenza (5)
Divisione Refining & Marketing
Angelo Caridi (6)

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENI SPA Raffaele Squitieri <sup>(8)</sup> Sostituto Amedeo Federici <sup>(9)</sup>

Società di revisione (10) PricewaterhouseCoopers SpA

COLLEGIO SINDACALE (7)

Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi,

Francesco Bilotti, Pietro Alberico Mazzola

Tiziano Onesti, Giorgio Silva

Presidente

Ugo Marinelli

Sindaci effettivi

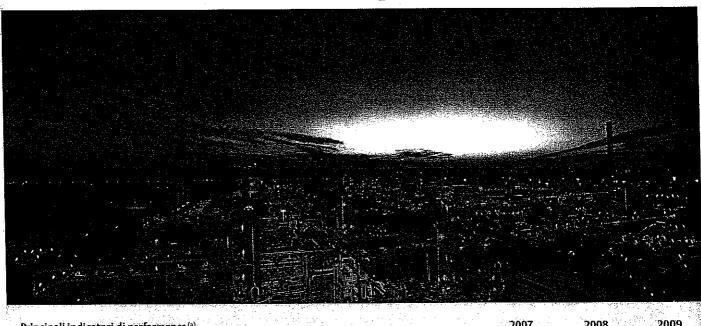
Sindaci supplenti

- Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008 per tre esercizi, con scadenza all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.
- (2) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008.
- (3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione l'11 giugno 2008.
- (4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 luglio 2008.
- (5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 dicembre 2005, con decorrenza 1º gennaio 2006.
- (6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 3 agosto 2007.

- (7) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008 per tre esercizi, con scadenza all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.
- (8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 28 ottobre 2009.
- (9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 3-4 dicembre 2008.
- (10) Incarico conferito dall'Assemblea il 24 maggio 2007 per il triennio 2007-2009.

75728/46

## Exploration & Production



Principali indicatori di <i>performance</i> (a)		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica (b)	(milioni di euro)	26.920	33.042	23.801
Utile operativo		13.433	16.239	9.120
Utile operativo adjusted		13,770	17.222	9.484
Utile netto adjusted		6.328	7.900	3,878
Investimenti tecnici		6.480	9.281	9.486
di cui: ricerca esplorativa <sup>(c)</sup>		1.659	1.918	1.228
Capitale investito netto adjusted a fine periodo (d)		23.826	30.362	32,455
ROACE adjusted (d)	(%)	30,4	29,2	12,3
Prezzi medi di realizzo				-
- Petrolio e condensati	(\$/barile)	67,70	84,05	56/95
- Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	191,37	282,824	198,64
- Idrocarburi	(\$/boe)	53,17	#84 h	(1) (6,90
Produzioni (e)				
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.020	1,026	1.007
- Gas naturale	(miliońi di metri cubi/giorno)	116	16/15/121/16	124
- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.736	1/92	/ 1/769
Riserve certe (e)(f)(g)		`	「人人を変し、	( 4) M
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.219	3.335	3.463
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	512	531	50€
- Idrocarburi	(milioni di boe)	6.370	6.600	6.571
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,0	10,0	10,2
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve (e)(g)	(%)	90	135	96
Dipendenti a fine periodo	(numero)	9.023	10.891	10.870

<sup>(</sup>a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento attività "Business regolati Italia". I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Include bonus esplorativi.

(d) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "Return On Average Capital Employed (ROACE)".

(e) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

<sup>(</sup>f) Sulla base della nuova rule SEC, ai fini della determinazione delle riserve certe 2009 è stato utilizzato il prezzo medio annuale, determinato come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno lavorativo di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio. Per gli anni precedenti è stato utilizzato il prezzo dell'ultimo giorno dell'anno.

<sup>(</sup>g) Include 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la joint venture OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.

### Portafoglio

- E stato ratificato il *Technical Service Contract* con le compagnie di Stato dell'Iraq per lo sviluppo del giacimento di Zubair (Eni 32,8%). 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.
- Estato siglato un accordo con la società di Stato venezuelana PDVSA per lo sviluppo congiunto del giacimento giant a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve "in place" certificate di 35 miliardi di barili. 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.

Supplied the supplied the second extension of

AND THE PERSON NAMED IN

- Estata acquisita da Quicksilver Resources Inc. la quota del 27,5% degli asset detenuti dalla società nell'area "Alliance" nel Texas settentrionale, contenente riserve di gas shale. Quicksilver mantiene il 72,5% e l'operatorship dell'iniziativa. Il prezzo della transazione è stato di 280 milioni di dollari. Nel 2009 la produzione di spettanza Eni proveniente dagli asset acquisiti è stata di 4 mila barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, che cresceranno a circa 10 mila boe nel 2011.
- > È stata acquisita la quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga, in Indonesia, per la produzione di gas da giacimenti di carbone (coal bed methane). I risultati degli studi preliminari condotti di recente nel blocco stimano un potenziale minerario di circa 111 miliardi di metri cubi che sarà accertato attraverso un programma di coltivazione previsto a partire dal 2010.
- Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, è stata definita la razionalizzazione delle attività minerarie in Italia con la costituzione di tre Newco alle quali sono stati conferiti rispettivamente tre cluster di titoli raggruppati in base alla collocazione geografica: Nord Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna), Italia Centrale (Marche, Abruzzo, Molise) e Mezzogiorno, nell'area di Crotone. Sono in fase avanzata le trattative di vendita a terzi delle due Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, conferitarie rispettivamente degli asset del Nord e Centro Italia.
- > Sono stati ottenuti permessi esplorativi in Angola, Cina, Ghana, Golfo del Messico, India, Norvegia e Yemen.

### Cessione delle partecipazioni negli asset russi

- 1 Il 7 aprile 2009 Gazprom ha esercitato l'opzione di acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni sulla base degli accordi contrattuali in essere tra i due partner. Il prezzo di esercizio dell'opzione incassato da Eni il 24 aprile 2009 pari a 3.070 milioni di euro corrisponde al prezzo di aggiudicazione in asta (3,7 miliardi di dollari), nell'ambito della liquidazione della società russa Yukos, detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento. Nella stessa occasione, Eni e Gazprom hanno firmato nuovi accordi di collaborazione per l'avvio di programmi di sviluppo nel settore energetico in Russia e all'estero.
- JI:23 settembre 2009 Eni ed Enel partner al 60%-40% rispettivamente nella società OOO SeverEnergia hanno perfezionato, in forza dell'esercizio della call option, la cessione a Gazprom della quota del 51% della joint-venture che possiede le tre società russe attive nello sviluppo di riserve di gas nella regione di Yamal Nenets in Siberia. Il corrispettivo della cessione è di 940 milioni di dollari in quota Eni. Le parti hanno concordato di produrre il primo gas dal giacimento di Samburskoye entro giugno 2011 e di raggiungere il target di 150 mila boe/giorno entro 2 anni dall'avvio della produzione.

### Partnership Agreement

Nel 2009, attraverso il modello di cooperazione Eni, sono state definite importanti partnership strategiche con l'obiettivo di integrare il business tradizionale con attività di sviluppo sostenibile finalizzate a promuovere elevati standard di sviluppo socio-economico:

- Nel febbraio 2009 sono stati perfezionati i tre accordi con la compagnia petrolifera angolana Sonangol nell'ambito del framework agreement firmato nell'agosto 2008, che prevedono: (i) lo studio di fattibilità dell'utilizzo di gas associato per l'alimentazione di una nuova centrale elettrica; (ii) studi e ricerche di aree onshore per la valutazione di possibili iniziative nel settore upstream; (iii) la definizione di progetti educativi e di formazione per professionisti angolani nel campo energetico.
- Nel marzo 2009 è stato firmato con il Governo del Pakistan un Protocol for Cooperation per lo sviluppo di progetti upstream, midstream e downstream nel Paese. Eni metterà a disposizione il proprio know-how e le innovative tecnologie nel campo dello sviluppo di giacimenti di idrocarburi.
- > Nel maggio 2009 è stato firmato un accordo di cooperazione con il Ministero del Petrolio egiziano per ampliare la partnership nello sviluppo di idrocarburi. In particolare l'accordo prevede: (i) l'estensione fino al 2030 della concessione del giacimento giant Belayim (Eni 100%) nel Golfo di Suez, con l'impegno Eni di spesa per 1,5 miliardi di dollari nei pros-

75728 lu

simi 5 anni in investimenti, interventi di ottimizzazione della produzione e costi operativi; (ii) la collaborazione in future iniziative di sviluppo delle riserve di gas naturale a grandi profondità; (iii) l'avvio di iniziative nel campo della formazione e del knowledge management.

- › Nell'agosto 2009 è stato firmato un accordo strategico con il Ministro del Petrolio della Repubblica Democratica del Congo al fine di avviare la cooperazione nello sviluppo delle importanti risorse di idrocarburi convenzionali e non convenzionali presenti nel Paese, la modernizzazione delle infrastrutture industriali nonché iniziative nel campo della formazione.
- Nel novembre 2009 è stato firmato un accordo di cooperazione con la compagnia petrolifera di Stato kazaka KazMunaiGas nell'ambito del Memorandum d'Intesa del luglio 2009. In particolare si prevede: (i) attività di esplorazione nelle aree di Isatay e Shangala nel Mar Caspio; (ii) studi di iniziative volte ad ottimizzare l'utilizzo del gas nel Paese; (iii) studi di possibili iniziative industriali congiunte, tra le quali l'upgrading della raffineria di Pavlodar controllata da KMG.
- Nel dicembre 2009 è stato firmato un protocollo d'intesa con il Turkmenistan allo scopo di promuovere e rafforzare la collaborazione nello sviluppo dell'industria petrolifera nel Paese. Eni, in collaborazione con l'Agenzia e le compagnie di Stato per gli idrocarburi, condurrà studi per valorizzare il potenziale minerario locale, mettendo a disposizione le proprie capacità in termini tecnologici, operativi e di sviluppo sostenibile.

### Risultati finanziari

- L'utile netto adjusted di 3.878 milioni di euro è diminuito di 4.022 milioni di euro rispetto al 2008 (-50,9%) per effetto della flessione del prezzo del petrolio nei primi nove mesi, dei minori prezzi del gas naturale e della minore produzione venduta parzialmente compensati dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.
- ıl ROACE adjusted è pari al 12,3% nel 2009 (29,2% nel 2008).
- I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono diminuiti in media del 31,2% rispetto al 2008, per effetto della flessione delle quotazioni del marker di mercato Brent (-36,6%).

### **Produzione**

- La produzione di idrocarburi del 2009 si attesta sul livello di 1.769 mila boe/giorno, in diminuzione di 28 mila boe/giorno rispetto al 2008, pari all'1,6%. Escludendo l'effetto dei tagli produttivi OPEC (-28 mila barili/giorno), la produzione rimane sostanzialmente invariata. La minore produzione di gas destinata al mercato europeo, l'impatto di fermate non programmate di impianti e la situazione di sicurezza in Nigeria e il declino di giacimenti maturi sono stati assorbiti dai nuovi avvii/crescita nonché dall'effetto prezzo positivo nei *Production Sharing Agreement* (PSA) e schemi contrattuali similari (+35 mila barili/giorno).
- Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 2,5% con l'obiettivo di supervie i milioni di barili/giorno nel 2013, con un prezzo del Brent di 65 dollari/barile, facendo leva sulla crescita organica nella aree core dell'Africa e dell'Asia centrale.

### Riserve

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2009 determinate sulla base del prezzo di 59,9 dollari/barile per l'imarker Brent ammontano a 6,57 miliardi di boe (-0,4% rispetto al 2008). Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è stato del 96%, corrispondente a una vita utile residua di 10,2 anni (10 anni al 31 dicembre 2008). Escludendo l'effetto prezzo verificatosi a fronte della crescita dei prezzi dei liquidi (il marker Brent di riferimento a fine 2008 era stato pari a 36,5 dollari/barile) il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 109%.

### Investimenti di esplorazione e sviluppo

- Nel 2009 sono stati investititi 9.486 milioni di euro per la valorizzazione degli asset nelle aree di consolidata presenza quali Africa, Golfo del Messico e Asia centrale. L'attività esplorativa dell'anno (1.228 milioni di euro) ha conseguito numerosi successi quali la grande scoperta a gas di Perla nell'offshore venezuelano e la scoperta a olio nell'offshore angolano di Cabaça Norte. Inoltre, ulteriori importanti scoperte sono state effettuate in Ghana, nel Mare del Nord, nel Golfo del Messico e nell'offshore indonesiano.
- > Sono stati completati 69 nuovi pozzi esplorativi (37,6 in quota Eni), oltre a 10 pozzi in progress a fine esercizio (4,2 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 41,9% (43,6% in quota Eni).
- > Sono stati investiti 7.478 milioni di euro (+16,3% rispetto al 2008) nel completamento di importanti progetti di sviluppo, in particolare in Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Congo, Italia e Angola.

### Riserve

### Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi¹ sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente, le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service e di buy-back.

### Governance delle Riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe.

Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve.

Le direttive sono state verificate da DeGolyer and Mac-Naughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore<sup>2</sup>; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) i responsabili di area geografica di sede che effettuano il controllo delle valutazioni delle unità operative; (iii) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (iv) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi dei Division Reserves Evaluators (DRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria Mineraria nel 1985 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e oltre 10 anni nella valutazione delle riserve.

Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

### Valutazione indipendente delle Riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione<sup>3</sup> indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti<sup>2</sup>. Le loro valutazioni sono basate su dati e informazioni forniti da Eni e non ve-

<sup>(1)</sup> Nei periodi antecedenti le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.

<sup>(2)</sup> I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

<sup>(3)</sup> Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott.

75728/150

rificate, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/ campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2009 da Ryder

Scott Company e DeGolyer and MacNaughton<sup>4</sup> hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2009 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 28% delle riserve Eni al 31 dicembre 2009<sup>5</sup>. Nel triennio 2007-2009 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 Dicembre 2009 il principale campo non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è il solo giacimento di Barbara (Italia).

### **Evoluzione**

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto<sup>6</sup>. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milion (8bog)	Societa consolidate	Societa in <i>joint</i> venture e collegate	Totale.
Riserve certe al 31 dicembre 2008	6.242	358	6.600
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito ed altro (escluso l'effetto prezzo)	680	15	695
Effetto prezzo	(100)	(3)	(103)
Promozioni nette	580	12	592
Acquisizioni	26		26
Cessioni	(1)		(1)
Produzione	(638)	(8)	(646)
Riserve certe al 31 dicembre 2009	6.209	362	6.571
Tasso di rimpiazzo all sources (%)	) 95	150	96
Tasso di rimpiazzo all sources escluso l'effetto prezzo (%)	) 109	187	

Nel 2009 le promozioni nette a riserve certe (592 milioni di boe) sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+361 milioni di boe) in particolare in Egitto, Italia, Congo, Regno Unito e Stati Uniti a cui vanno dedotte le revisioni imputabili all'effetto prezzo (-103 milioni di boe) determinato sulla base della variazione del prezzo del *marker* Brent di riferimento, passato da 36,6 dollari/barile del 2008 a 59,9 \$/barile del 2009, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve equity nei PSA e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione; (ii) nuove scoperte, estensioni ed altro (+297 milioni di boe), in particolare in Norvegia, Algeria, Iraq e Libia; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+37 milioni di boe) in particolare in Angola, Norvegia e Libia.

Le principali promozioni hanno rigua dato i grafimenti Goliat in Norvegia, Belayim in Egitto, M Boundkis Corgo Bahr Essalam in Libia, i progetti CAFC eWAE in Algeria e il giacimento di Zubair in Iraq.

Le acquisizioni si riferiscono quasi esclusivamente all'ingresso con una partecipazione del 27,5% in licuni asset detenuti dalla società Quicksilver nell'area "Alliance" in

Nel 2009 il tasso di rimpiazzo *all source*s delle riserve certe<sup>7</sup> è stato del 96%, corrispondente ad una vita utile residua delle riserve di 10,2 anni (10 anni al 31 dicembre 2008). Escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 109%.

(5) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

<sup>(4) 1</sup> report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

<sup>(6)</sup> Include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la joint venture OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.

<sup>(7)</sup> Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Riserve certe di idrocarburi	7 (	milionid	i-boe)								i de la compansión de l
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan <sup>(b)</sup>	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in <i>joint</i> <i>venture</i> e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 (a)	747	638	1.879	1.095	1.061	198	259	133	6.010	360	6.370
Sviluppate	534	537	1.183	766	494	127	158	63	3.862	63	3.925
Non sviluppate	213	101	696	329	567	71	101	70	2.148	297	2.445
Riserve certe al 31 dicembre 2008 (a)	681	525	1.922	1.146	1.336	265	235	132	6.242	358	6.600
Sviluppate	465	417	1.229	827	647	168	133	62	3.948	68	4.016
Non sviluppate	216	108	693	319	689	97	102	70	2.294	290	2,584
Riserve certe al 31 dicembre 2009 (a)	703	590	1.922	1.141	1.221	236	263	133	6.209	362	6.571
Sviluppate	490	432	1.266	799	614	139	168	122	4.030	74	4.104
Non sviluppate	213	158	656	342	607	97	95	11	2.179	288	2.467

Riserve certe di petrolio e condens	ati 🦠 (	milionidi	Баш)					l e			
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan <sup>(b)</sup>	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in <i>joint</i> venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 (a)	215	345	878	725	753	44	138	29	3.127	92	3.219
Sviluppate	133	299	649	511	219	35	81	26	1.953	21	1.974
Non sviluppate	82	46	229	214	534	9	57	3	1.174	71	1.245
Riserve certe al 31 dicembre 2008 (a)	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243	92	3.335
Sviluppate	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009	27	2.036
Non sviluppate	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234	65	1.299
Riserve certe al 31 dicembre 2009 (a)	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377	86	3.463
Sviluppate	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001	34	2.035
Non sviluppate	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376	52	1,428

Riserve certe digas traturale	- A - (	nillardî di	metricub	)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan <sup>(b)</sup>	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in <i>joint</i> <i>venture</i> e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007 (a)	87	47	162	60	50	25	20	17	468	44	512
Sviluppate	65	38	87	42	45	15	13	6	311	6	317
Non sviluppate	22	9	75	18	5	10	7	11	157	38	195
Riserve certe al 31 dicembre 2008 (a)	81	40	179	59	69	26	17	17	488	43	531
Sviluppate	58	32	100	41	57	12	10	6	316	6	322
Non sviluppate	23	8	79	18	12	14	7	11	172	37	209
Riserve certe al 31 dicembre 2009 (a)	77	39	167	60	61	23	18	16	461	45	506
Sviluppate	57	35	99	41	53	15	14	16	330	7	337
Non sviluppate	20	4	68	19	8	8	4		131	38	169

Il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è 1 mc= 0,00615 barili di petrolio.

<sup>(</sup>a) In particolare include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la joint venture OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.
(b) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Kashagan sono state calcolate considerando un working interest Eni di 16,81% al 31 dicembre 2009 e 2008 e di 18,52% nel 2007.

75728 462

### Produzione

La produzione di idrocarburi del 2009 si attesta sul livello di 1.769 mila boe/giorno, in diminuzione di 28 mila boe/giorno rispetto al 2008, pari all'1,6%. Escludendo l'effetto dei tagli produttivi OPEC (-28 mila barili/giorno), la produzione rimane sostanzialmente invariata. La minore produzione di gas destinata al mercato europeo, l'impatto di fermate non programmate di impianti e la situazione di sicurezza in Nigeria e il declino di giacimenti maturi sono stati assorbiti dagli avvii/crescita in Angola, Congo, Egitto, Kazakhstan, Venezuela e nel Golfo del Messico nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA e schemi contrattuali similari (+35 mila barili/giorno). La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel 2008).

La produzione di petrolio (1.007 mila barili/giorno) è diminuita di 19 mila barili/giorno rispetto al 2008 (-1,9%) per effetto dei tagli produttivi OPEC. Esclusa questa causa, l'impatto di fermate non programmate in Libia e il declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Mare del Nord, sono stati più che compensati dalla crescita organica registrata in: (i) Angola, per l'avvio del progetto Tombua-Landana (Eni 20%) e la migliore performance del Blocco 0 (Eni 9,8%); (ii) Congo per la crescita del progetto Awa Paloukou (Eni 90%); (iii) Kazakhstan,

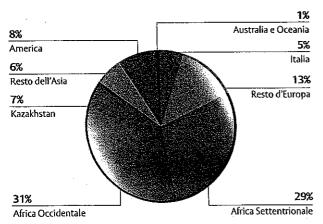
per una migliore *performance*; (iv) Golfo del Messico, per l'avvio dei progetti Thunderhawk (Eni 25%), Pegasus (Eni 58%) e Longhorn (Eni 75%); (v) Venezuela, per l'entrata a regime del giacimento Corocoro (Eni 26%).

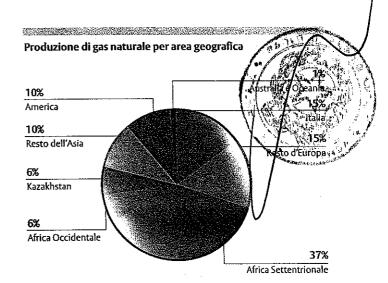
La produzione di gas naturale (124 milioni di metri cubi/giorno) è in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,8%). I principali aumenti sono stati registrati nel Golfo del Messico, Congo, per il contributo del progetto M'Boundi gas (Eni 83%), e Croazia, a seguito dell'avvio di Annamaria (Eni 50%). Le riduzioni hanno riguardato la Libia, per i cali nella domanda europea di gas e problemi tecnici, e il declino di giacimenti maturi in particolare in Italia.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 622,8 milioni di boe. La differenza di 22,9 milioni di boe rispetto alla produzione di 645,7 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (19,1 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (365,2 milioni di barili) è stata destinata per circa il 60% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 17% destinata alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (41,9 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 30% al settore Gas & Power.

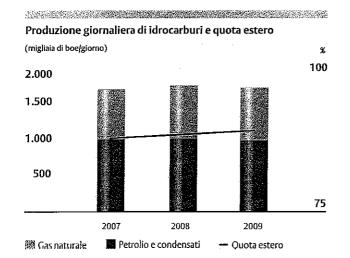
### Produzione di petrolio e condensati per area geografica





Produzione giornaliera di id	rocarburi (	a)(b)		e Metal Jose	ola Marka						11.26.15.36 18.36.15.36
	Petrolio e condensati (migliaia di barlli/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	I <b>drocarburi</b> (migliaia di boe <i>l</i> g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	<b>Gas naturale</b> (milioni di metri cubi <i>lg)</i>	<b>Idrocarburi</b> (migliala di boe/g)	Variazione	
	<b>&amp;</b> €		<u> </u>	<b>2</b> E		<u> 3 E</u>	2 €		<u> </u>	ass.	%_
		2007			2008			2009			s 2008
Italia	75	22,4	212	68	21,2	199	56	18,5	169	(30)	(15,1)
Resto d'Europa	157	18,4	270	140	17,8	249	133	18,6	247	(2)	(0,8)
Croazia		1,5	9		2,0	12		2,7	17	5	41,7
Norvegia	90	7,7	137	83	7,5	129	78	7,8	126	(3)	(2,3)
Regno Unito	67	9,2	124	57	8,3	108	55	8,1	104	(4)	(3,7)
Africa Settentrionale	337	41,7	594	338	49,9	645	292	45,7	573	(72)	(11,2)
Algeria	85	0,5	88	80	0,5	83	80	0,5	83		
Egitto	97	23,0	238	98	23,2	240	91	22,5	230	(10)	(4,2)
Libia	142	17,8	252	147	25,7	306	108	22,1	244	(62)	(20,3)
Tunisia	13	0,4	16	13	0,5	16	13	0,6	16		
Africa Occidentale	280	7,7	327	289	7,4	335	312	7,8	360	25	7,5
Angola	132	0,7	136	121	0,8	126	125	0,8	130	4	3,2
Congo	67	0,3	69	84	0,4	87	97	0,8	102	15	17,2
Nigeria	81	6,7	122	84	6,2	122	90	6,2	128	6	4,9
Kazakhstan	70	6,7	112	69	6,9	111	70	7,3	115	4	3,6
Resto dell'Asia	37	11,6	108	49	12,0	124	57	12,6	135	11	8,9
Cina	6	0,3	8	6	0,3	8	7	0,2	-8		
India								0,1	1	1	
Indonesia	22	3,0	20	2	2,8	20	2	3,0	- 21	11	5,0
Iran	26		26	28		28	35		35	7	25,0
Pakistan:	1	8,3	52	1	8,9	56	1	9,3	58	2	3,6
Russia	2		2								
Turkmenistan				12		12	12		12		
America	53	6,8	95	63	8,9	117	79	12,0	153	36	30,8
Ecuador	16		16	16		16	14		14	(2)	(12,5)
Stati Uniti	37	5,1	69	42	7,3	87	57	10,1	119	32	36,8
Trinidad e Tobago		1,7	10		1,6	9		1,9	12	3	33,3
Venezuela				5		5	8		8	3	60,0
Australia e Oceania	11	1,2	18	10	1,2	17	8	1,4	17		
Australia	11	1,2	18	10	1,2	17	8	1,4	17		
Totale	1.020	116,5	1.736	1.026	125,3	1.797	1.007	123,9	1.769	(28)	(1,6)

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,5,8 e 8,4 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2009, 2008 e 2007). (b) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.



Norvegia (Mare del Nord) - giacimento di Ekofisk.

75728/154

### Attività di *drilling*

### **Esplorazione**

Nel 2009 sono stati ultimati 69 nuovi pozzi esplorativi<sup>8</sup> (37,6 in quota Eni), a fronte dei 111 (58,4 in quota Eni) del 2008 e degli 81 (43,5 in quota Eni) del 2007.

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 41,9% (43,6% in quota Eni) a fronte del 36,5% (43,4% in quota Eni) del 2008 e del 40% (38% in quota Eni) nel 2007.

### Sviluppo

Nel 2009 sono stati ultimati 418 nuovi pozzi di sviluppo (175,1 in quota Eni), a fronte dei 366 (155,1 in quota Eni) del 2008 e dei 349 (156,7 in quota Eni) del 2007.

È attualmente in corso la perforazione di 116 pozzi di sviluppo (41,2 in quota Eni) mentre i pozzi dedicati alla produzione di petrolio e gas sono 7.181 pozzi (2.417,2 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, in progress e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

RedGrazione esplorativa e di sviluppo 🕮									
(numero)	ítalia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2007									
Pozzi esplorativi	4,0	1,4	15,3	1,7	0,2	0,2	9,6	0,6	33.0
Pozzi di successo commerciale	0,5		7,7	0,5		0,2	3,6	1	725
Pozzi sterili <sup>(b)</sup>	3,5	1,4	7,6	1,2	0,2		6,0	196	20,5
Pozzi di sviluppo	17,0	27,3	45,8	18,5	1,3	37,8	8,4	0,6	119 <b>67</b>
Pozzi produttivi	17,0	27,2	45,8	18,5	1,3	34,1	5,9	0,6	1504
Pozzi sterili <sup>(b)</sup>		0,1				3,7	2,5	11 (19)	7.63
2008							1	112	A service
Pozzi esplorativi	0,7	3,7	22,9	7,4		16,2	3,4	14/	55,7
Pozzi di successo commerciale		0,7	8,7	4,0		9,4	1,4	1 7	2472
Pozzi sterili (b)	0,7	3,0	14,2	3,4		6,8	2,0	1,4	31,5
Pozzi di sviluppo	12,9	5,5	47,6	37,2	2,6	43,0	6,3	7	155,1
Pozzi produttivi	11,3	5,5	46,4	36,4	2,6	36,5	6,3		145,0
Pozzi sterili (b)	1,6		1,2	0,8		6,5		T	10,1
2009								$\mathcal{I}$	
Pozzi esplorativi	1,0	4,3	8,6	2,7		6,2	4,8	2,2	29,8
Pozzi di successo commerciale		4,1	4,8			2,3	1,0	0,8	13,0
Pozzi sterili (6)	1,0	0,2	3,8	2,7		3,9	3,8	1,4	16,8
Pozzi di sviluppo	18,3	12,5	41,1	37,7	3,8	42,9	16,6	2,2	175,1
Pozzi produttivi	18,3	12,5	40,7	35,8	3,8	38,6	15,6	2,2	167,5
Pozzi sterili (b)			0,4	1,9		4,3	1,0		7,6

<sup>(</sup>a) Numero di pozzi in quota Eni.
(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il

### Attività dell'anno

Pozzi in progress			4.425V		12 BH				
(numero)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Pozzi esplorativi (a)									
totali	6,0	25,0	26,0	60,0	13,0	19,0	22,0	1,0	172,0
in quota Eni	4,4	6,6	18,6	15,4	2,3	8,8	8,4	1,0	65,5
Pozzi di sviluppo									
totali	6,0	8,0	16,0	23,0	2,0	13,0	47,0	1,0	116,0
in quota Eni	5,8	1,2	6,9	8,2	0,7	6,2	12,1	0,1	41,2

<sup>(</sup>a) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

### Proprietà di petrolio e gas naturale, superfici e attività

(numero)	talia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Petrolio						<u> </u>			
totali	185,0	384,0	1.103,0	2.764,0	85,0	355,0	125,0	4,0	5.005,0
in quota Eni	145,7	64,5	469,2	474,3	27,6	255,1	56,3	2,6	1.495,3
Gas naturale 4									
totali	481,0	198,0	120,0	501,0		658,0	207,0	11,0	2.176,0
in quota Eni	421,1	75,2	49,1	36,6		264,3	72,6	3,0	921,9

<sup>(</sup>a) include pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

### Superfici

Al 31 dicembre 2009 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1,246 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 40 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 347.862 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.794 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 306.068 chilometri quadrati in quota Eni.
Nel 2009 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione del 27,5% degli asset Alliance (Quick Silver) in Texas e di una quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga in

Indonesia, entrambi nell'ambito dello sviluppo non convenzionale di gas; (ii) dalla ratifica del contratto di servizio del giacimento giant Zubair (Eni 32,8%); (iii) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Angola, Cina, Ghana, Golfo del Messico, India, Norvegia e Yemen per una superficie di circa 40 mila chilometri quadrati in quota Eni; (iv) dal rilascio di licenze esplorative in Mali per una superficie non sviluppata pari a circa 100 mila chilometri quadrati ed ulteriori rilasci di licenze riconducibili ad aree non sviluppate anche in Congo, Egitto, Italia, Marocco, Norvegia, Regno Unito, Russia e Stati Uniti.

75728 156

### Principali aree sviluppate e non sviluppate

31 dicembre 2009 31 dicembre 2008 Sup. Totale Sup. Sup. Totale **Totale** Sup. lorda (a)(b) lorda (a) non netta (a)(b) netta (a) non Sup. Sup. Sup. Numero sviluppata netta (a) lorda (a) sviluppata sviluppata netta (a) titoli sviluppata 51.561 11.794 19.813 31.607 **EUROPA** 30.511 315 17.918 33.643 22.038 27.178 9.692 12,346 Italia 20.409 167 11.641 15.537 7.467 9.569 18.106 24.383 2.102 Resto d'Europa 10.102 148 6.277 987 987 1.975 1.975 988 7 Croazia 11.184 338 3.074 3.412 51 2.277 8.907 Norvegia 3.861 777 1.469 3.140 5.165 692 Regno Unito 1.450 89 2.025 3.701 3.803 6 6.059 6.059 3.701 Altri Paesi 70.121 230.549 300.670 19.865 138.884 158.749 249.672 276 **AFRICA** 85.545 13,431 32.580 46.011 119 54.725 31.088 30.820 Africa Settentrionale 17.244 16.517 17.458 19.610 909 38 2.152 727 Algeria 8.328 57 4.445 18.652 23.097 1.571 6.757 Egitto 9.741 36.374 8.951 9.214 18.165 18.164 13 17.947 18.427 Libia 92 2.274 11 6.276 188 6.464 2.182 2.274 Tunisia 98.600 137.901 6.434 54.090 60.524 Africa Occidentale 151 39.301 156.557 3.393 20.849 590 2.803 67 4.532 16.317 Angola 3.323 15.589 991 7.197 8.188 8.244 25 1.865 13.724 Congo 7.615 7.615 7.615 7.615 7.615 Gabon 6 2.300 1.086 1.086 2.300 Ghana 2 31.668 47.500 31.668 128.801 47.500 Mali 1 50 32.904 11.144 44.048 4.853 3.721 8.574 Nigeria 8.574 77.224 77.224 52.214 52.214 62.027 6 Altri Paesi 6.369 119.272 125,641 80 18.924 204.274 223.198 93.710 ASIA 4.933 105 775 880 4.609 6 324 Kazakhstan 880 6.264 118.497 124.761 18.600 199.665 218.265 Resto dell'Asia 92.830 74 25.844 25.844 Arabia Saudita 25.844 51.687 51.687 Cina 7 237 18.461 18.698 39 18.283 18.322 192 27.861 28.164 143 9.946 10.089 9.091 14 303 India 25.940 27.675 656 15.862 J6519 12 Indonesia 17.316 1.735 640 1 1.950 1.950 iraq 820 820 4 1.456 1.456 Iran 8.201 33.904 2.708 Pakistan 21 9.122 24.782 18.855 5 3.039 6.636 1.058 3.891 3.597 Russia 9.999 7.9**4**9% 7.999 5 9.999 9.779 **Timor Est** 200 200 200 1 200 Turkmenistan 200 3.598 23.296 23.296 20.5 50 20.560 2 Yemen \*\*3.244 14.600 14.600 3.2 44 3.244 1 Altri Paesi 3.090 11.523 21.971 8.4B3 **AMERICA** 12.043 558 4.737 17.234 آء.0 **ل** 1.067 2 1.389 1.389 Brasile 1.389 2.000 2.000 2.000 2.000 2.000 1 **Ecuador** 5.524 6.450 1.977 9,120 11.097 926 6.648 543 Stati Uniti 382 66 382 66 Trinidad e Tobago 66 614 1.556 98 516 3 378 1.178 Venezuela 614 5.547 1.326 1.326 Altri Paesi 1.326 8 5.547 20.342 1.057 48.216 49.273 676 19.666 29.558 17 AUSTRALIA E OCEANIA 20.304 47,452 48.509 676 19.628 29.520 16 1.057 Australia 764 764 38 38 Altri Paesi 38 1 41.794 306.068 347.862 1.246 112.757 533.916 646.673 Totale 415.494

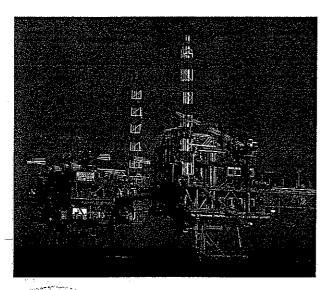
(a) Chilometri quadrati.

<sup>(</sup>b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

### Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

### **ITALIA**

Le principali attività dell'anno hanno riguardato: (i) il completamento della prima fase del programma di sviluppo della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) attraverso il collegamento al centro olio dei primi pozzi dell'area di Cerro Falcone, con una produzione di circa 6 mila boe/giorno; (ii) l'avvio del giacimento olio di Tresauro e l'installazione della piattaforma di produzione Annamaria B; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di sidetrack e work over (Annalisa, Antares, Barbara, Cervia, Giovanna, Gela, Luna e Trecate).



Italia (Mare Adriatico) - piattaforma di produzione Barbara.

È stato finalizzato il programma di sviluppo congiunto delle tre recenti scoperte a gas di Panda, Argo e Cassiopea nell'offshore siciliano. Lo start-up è atteso nel 2013.

### **RESTO D'EUROPA**

Croazia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo appraisal lka SW 2 che ha confermato le potenzialità minerarie dell'area.

Nell'anno sono stati avviati i giacimenti: (i) Annamaria (Eni 50%), con una produzione attuale di 380 mila metri cubi/giorno in quota Eni; (ii) Irina (Eni 50%) e Vesna (Eni 50%), con una produzione complessiva di circa 70 mila metri cubi/giorno in quota Eni.

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella Prospecting License 128 (Eni 11,5%) con la scoperta a gas di Dompap. Sono in corso attività di appraisal.

Nel maggio 2009, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata nel Mare di Barents l'operatorship delle licenze esplorative PL 533 (Eni 40%) e PL 529 (Eni 40%) e la partecipazione con una quota del 30% nella PL 532.

Nel 2009 sono stati avviati i giacimenti Yttergryta (Eni 9,8%), con produzione pari a circa 2 milioni di metri cubi/giorno, e Tyrihans (Eni 6,23%), con una produzione di circa 3 mila barili/giorno in quota Eni.

Sono in sviluppo le recenti scoperte nei pressi di Asgaard (Eni 14,82%). In particolare il programma di sviluppo della scoperta Morvin (Eni 30%) prevede il collegamento alle facility di produzione esistenti, di cui è previsto l'upgrading. Lo start-up è atteso nel 2010, con picco produttivo di 12 mila boe/giorno in quota Eni nel 2014.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato la finalizzazione delle attività relative al mantenimento e all'ottimizzazione della produzione di Ekofisk attraverso la perforazione di pozzi di *infilling*, lo sviluppo dell'Area South, l'upgrading delle facility esistenti e l'ottimizzazione del water injection.

Nel corso dell'anno è stata raggiunta la final investment decision del progetto Goliat (Eni 65%). Lo start-up produttivo è atteso nel 2013 con una produzione a regime di 100 mila barili/giorno.

Regno Unito L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco 22/25a (Eni 16,95%) con la scoperta a gas di Culzean in prossimità del giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%). Sono in corso di studio possibili opzioni di sviluppo.

Le attività dell'anno hanno riguardato attività di *infilling* su Elgin/Franklin, Mac-Culloch (Eni 40%) e Jade (Eni 7%) per mantenere il livello produttivo e *upgrading* delle *facility* nell'area di Liverpool Bay (Eni 53,9%).

Proseguono le attività di pre-sviluppo delle scoperte: (i) Burghley (Eni 21,92%) con start-up produttivo atteso nel 2010; (ii) a petrolio e gas di Kinnoul (Eni 16,67%) il cui sviluppo avverrà attraverso l'utilizzo delle facility di Andrew (Eni 16,21%) e avvio atteso nel 2012; (iii) a gas di Jasmine (Eni 33%), con start-up atteso nel 2012; (iv) Mariner (Eni 8,89%), con start-up atteso nel 2015.

### **AFRICA SETTENTRIONALE**

Algeria È stato ratificato dalle Autorità competenti l'acquisto dell'operatorship del Blocco esplorativo di Kerzaz (Blocco 319a, 321a e 316b) che si estende per 16.000 chilometri quadrati. Sono state già avviate le attività esplorative sull'area.

Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) lo sviluppo integrato delle riserve di Rom e satelliti (Zea, Zek e Rec) a seguito della rivalutazione del potenziale minerario dell'area. Attualmente la produzione è raccolta presso la Central Production Facility (CPF) di Rom e inviata all'impianto di trattamento di Bir Rebaa North. Nel 2009 sono state avvlate attività di drilling e work over. Inoltre è in fase di realizzazione una export pipeline e un nuovo sistema di pompaggio multifase in compliance alla legge del Paese in ambito di riduzione del gas flaring; (ii) lo sviluppo del

75728

progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%), asset acquisiti nel 2008 dalla società canadese First Calgary. Il progetto prevede la realizzazione di un impianto NGL della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno e di un impianto ad olio della capacità di 35 mila barili/giorno. L'avvio della produzione è previsto nel 2011 con il raggiungimento di un plateau produttivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2012. Sono in corso attività di drilling sull'area. Nel 2009 è stato assegnato il contratto EPC per la realizzazione dell'impianto di trattamento del gas e le facility di raccolta ed esportazione degli idrocarburi. La percentuale di completamento del progetto alla fine dell'anno è dell'11%.

Nel corso dell'anno è stata inoltre raggiunta la final investment decision di El Merk. Sono stati assegnati la totalità dei contratti EPC per lo sviluppo delle facility. Sono state avviate le attività di drilling nell'area. La percentuale di completamento del progetto è del 24%. Lo start-up è atteso nel 2012.

Egitto Nel 2009 è stata avviata la produzione nell'offshore del Delta del Nilo dei giacimenti di North Bardawil (Eni 60%, operatore) e Thekah (Eni 50%, operatore) attraverso il collegamento alle facility di El Gamil. La produzione a regime è di circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas per entrambi i giacimenti.

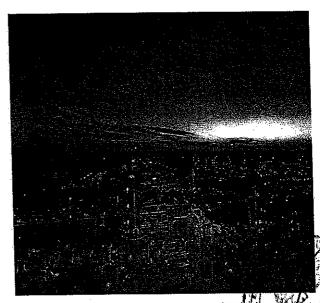
Sono proseguite le attività di ingegneria di base per l'upgrading del sistema di water injection del giacimento Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato principalmente lo sviluppo del giacimento Tuna, il completamento della seconda fase del giacimento Denise e il potenziamento dell'impianto di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione. Eni attraverso la collegata Unión Fenosa Gas partecipa nell'impianto di liquefazione del gas naturale di Damietta della capacità di 5,1 milioni di tonnellate annue di GNL, corrispondenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi di gas/anno. Eni fornisce circa 1 miliardo di metri cubi/anno di gas naturale estratto nel delta del Nilo per venti anni. Le forniture all'impianto GNL sono assicurate dai due giacimenti di Taurt e Denise con circa 17 mila boe/ giorno in quota Eni di feed gas.

Libia Le principali attività di sviluppo riguardano il progetto Western Libyan Gas (Eni 50%) nell'ambito degli accordi strategici tra Eni e NOC per la valorizzazione delle riserve di gas. In particolare: (i) sono stati eseguiti interventi di upgrading degli impianti esistenti per il conseguimento di un volume addizionale di sale gas di 1,4 miliardi di metri cubi/anno; (ii) sono previsti ulteriori 2 miliardi di metri cubi/anno con start-up nel 2015 tramite l'installazione di

una nuova piattaforma sulla struttura A, il potenziamento degli impianti di Mellitah e un ulteriore aumento della capacità di compressione di Greenstream; aggiuntivi 3 miliardi di metri cubi/anno saranno conseguiti dallo sviluppo di un altro giacimento offshore; (iii) sono in corso attività finalizzate al mantenimento del profilo produttivo di gas di Wafa e Bahr Essalam, quali l'installazione di impianti di compressione a Wafa e la perforazione di pozzi addizionali in entrambi i giacimenti.

Nel 2009 i volumi esportati attraverso il Greenstream sono stati pari a circa 9 miliardi di metri cubi. Un ulteriore miliardo è stato venduto in Libia per la generazione di energia elettrica utilizzata nel Paese ed ulteriori 200 milioni di metri cubi per alimentare la stazione di compressione di Greenstream.



Libia - Impianto di trattamento e compressione gas di Mel

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) i proseguimento del progetto per la valorizzazione del gas flaring e condensati associati del giacimento a olo Bouri (Eni 50%) che saranno inizialmente pre-trattati/nell'area e successivamente inviati all'impianto costiero di Mellitah per il trattamento finale; (ii) l'installazione delle facility per le attività di water injection su El Feel (Eni 33,3%) per mantenerne il profilo produttivo.

Tunisia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il successo di quattro su cinque dei pozzi perforati. Uno di questi è stato posto immediatamente in produzione, mentre altri due lo saranno nel corso del 2010.

Nel 2009 sono stati effettuati interventi di ottimizzazione della produzione sulle concessioni Adam (Eni 25%), Djebel Grouz (Eni 50%), Oued Zar (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%). Inoltre, è stato quasi completato il piano di sviluppo della concessione operata di Maamoura (Eni 49%) con avvio ne-

gli ultimi mesi del 2009 ed è in fase conclusiva il progetto di sviluppo della concessione operata di Baraka (Eni 49%): il picco produttivo di 11 mila boe/giorno è atteso nel 2010.

### **AFRICA OCCIDENTALE**

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 3 (Eni 12%) con il pozzo di appraisal Punja-4, mineralizzato a liquidi e gas naturale; (ii) nelle Development Area dell'ex Blocco 14 (Eni 20%) con il pozzo di appraisal Malange-2, mineralizzato a petrolio; (iii) nelle Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) con il pozzo di appraisal Mondo-4, mineralizzato a petrolio; (iv) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con le scoperte di Cabaça Norte e Nzanza entrambe mineralizzate a petrolio. I pozzi di scoperta hanno erogato in fase di test 6.500 barili/giorno e 1.500 barili/giorno, rispettivamente.

Nel 2009 è stata avviata la produzione dei giacimenti Mafumeira nel Blocco 0 in Cabinda-Area A (Eni 9,8%) e Landana-Tombua nelle *Development* Area dell'ex Blocco 14. Il picco produttivo è atteso nel 2010 con 33 mila barili/giorno e nel 2011 con 136 mila barili/giorno, rispettivamente.

Nell'ambito delle attività di riduzione del gas flaring nel Blocco 0 è in corso il progetto del giacimento Nemba, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione di volumi bruciati di circa l'85%. Nel corso dell'anno sono state completate le attività su Takula. Il gas è re-iniettato in giacimento; i condensati recuperati saranno inviati al terminale di Malongo, in fase di completamento.

Le attività di sviluppo nelle Development Area dell'ex Blocco 15 hanno riguardato: (i) l'avvio del progetto Kizomba satelliti fase 1, attraverso la perforazione di 18 pozzi produttori che saranno collegati alle FPSO presenti nell'area. Il gas associato sarà inizialmente re-iniettato nel reservoir dei giacimenti presenti nell'area e successivamente trasportato all'impianto di liquefazione A-LNG. Lo start-up è atteso nel 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013. La seconda fase del progetto prevede la messa in produzione delle scoperte limitrofe; (ii) il progetto Gas Gathering, la pipeline che raccoglierà tutto il gas dell'area Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque. Il completamento è atteso nel 2011.

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 in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL presso Soyo, a circa 300 chilometri a nord di Luanda. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. Lo start-up è atteso nel primo trimestre del 2012. Il GNL sarà destinato prevalentemente al mercato statunitense con punto di arrivo presso il terminale di ri-

gassificazione di Pascagoula in Louisiana (quota Eni di capacità circa il 45%; pari a 5,8 miliardi di metri cubi/anno) in corso di costruzione. Lo start-up è atteso a fine 2011.

È stato inoltre costituito un consorzio con la compagnia di stato ed altri partner per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di trattamento GNL. Eni con il 20% svolgerà il ruolo di *Technical Advisor*.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel permesso Marine XII (Eni 90%, operatore) con la perforazione di due pozzi di scoperta che hanno confermato le potenzialità minerarie dell'area. Nel corso dell'anno è stato firmato il relativo contratto di PSA; (ii) nel permesso Le Kouilou (Eni 85%, operatore) con la scoperta del giacimento Zingali, confermata dalla successiva attività di Long Production Test.

Nel corso dell'anno è stato completato il piano di sviluppo del giacimento di Awa-Paloukou (Eni 90%), con una produzione pari a 12 mila barili/giorno.

Le attività sul giacimento M'Boundi (Eni 83%, operatore) proseguono secondo il nuovo schema di progetto che prevede l'utilizzo delle avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas flaring. A tal fine, nel corso del 2009, Eni ha finalizzato contratti di lungo termine per la fornitura di gas associato dal campo di M'Boundi per alimentare tre facility nell'area di Pointe Noire: (i) l'impianto di potassio (in costruzione) di proprietà della società canadese MAG Industries; (ii) l'esistente impianto di generazione di energia elettrica CED (Centrale Elettrica di Djeno); (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC (Centrale Electrique du Congo – Eni 20%).

Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte a gas offshore nel permesso Marine XII.

Le attività di costruzione della centrale CEC sono progredite nel 2009 in accordo a quanto previsto dagli accordi di cooperazione firmati nel 2007 con la Repubblica del Congo e lo start-up del primo turbo generatore è avvenuto alla fine di marzo 2010.

Anche gli studi relativi al possibile sviluppo di riserve ad olio non convenzionali (sabbie bituminose) dalle aree di Tchikatanga e Tchikatanga-Makola sono proseguiti nel 2009, nell'ambito degli accordi di cooperazione firmati nel 2008, con il particolare obiettivo di identificare le aree dove lo sviluppo sarebbe possibile nel rispetto degli stringenti parametri Eni di rispetto dei vincoli ambientali e di sostenibilità.

Ghana Il 28 settembre 2009 Eni ha acquisito l'operatorship nei permessi esplorativi offshore di Cape Three Point South e Cape Three Point (Eni 47,2%). In quest'ultimo l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Sankofa mineralizzata a petrolio e gas naturale. Nigeria Nel 2009 è stata avviata la produzione del giacimento offshore di Oyo nei Blocchi OML 120/121 (Eni 40%), con una produzione iniziale di 25 mila barili/giorno.

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), nell'ambito delle iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny (Eni 10,4%), proseguono le attività di sviluppo con l'obiettivo di aumentare la capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom e l'installazione di un nuovo impianto di trattamento e facility di trasporto al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,4 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni. Con lo stesso obiettivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo che sarà collegato all'impianto di trattamento di Ogbainbiri.

È in corso un progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/ giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi, la perforazione di pozzi produttivi nonché la realizzazione della pipeline che trasporterà il gas all'impianto di liquefazione di Bonny. Il first gas è atteso nel terzo trimestre del 2010. 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. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 che forniscono circa 50 milioni di metri cubi/giorno (circa 3,8 milioni in quota Eni equivalenti a circa 23 mila boe). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

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. L'impianto, con avvio atteso nel 2015, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al *feed gas* di circa 16,7 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,7 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a

gas dei Blocchi onshore OML 60 e 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL, in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a 2,3 miliardi di metri cubi/anno). Il GNL sarà consegnato prevalentemente al terminale di rigassificazione di Cameron in Louisiana negli Stati Uniti nel quale Eni possiede una capacità di circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno. Proseguono le attività di front end engineering, la final investment decision è attesa alla fine del 2010.

### **KAZAKHSTAN**

Kashagan Eni 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 di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni. Eni stima le riserve recuperabili del giacimento in 7-9 miliardi di barili incrementabili fino a 13 miliardi mediante la re-iniezione parziale del gas.

La quota di partecipazione al progetto è stata rideterminata con effetti economici dal 1° gennaio 2008 in base agli accordi perfezionati nel 2008 con le autorità Kazakhe a beneficio del partner KazMunaiGas che ha incrementato la propria quota al 16,81%. Gli altri partner internazionali del consorzio sono le compagnie Total, Shell e ExxonMobil, ciascuna con una quota del 16,81%, ConocoPhillips con l'8,40% e Inpex con una quota del 7,56%.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e siputamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scolle della contrattuale, vengono condonte secondo un modello operativo che ripartisce trali principali partiner internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e ricollosce al portiner Kazakho un significativo ruolo nella gestione operativa. Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NCOC) BV, di proprietà dei sette partner del consorzio, cha a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai principali partner del Consorzio. In particolare Eni è responsabile dell'esecuzione della fase 1 (cosiddetta Experimental Program) e della parte onshore della successiva fase di sviluppo (fase 2) del giacimento.

Il piano di sviluppo del giacimento, che sarà attuato in fasi, prevede la perforazione di circa 240 pozzi e la realizzazione di centri di produzione localizzati su isole artificiali che raccoglieranno la produzione proveniente da altre isole artificiali satelliti. La maggior parte della produzione commerciale è costituita da petrolio. Il gas estratto è destinato prevalentemente (circa 80%) ad essere re-iniettato in

giacimento per il mantenimento della pressione. Il gas non re-iniettato sarà trattato per la rimozione dell'acido solfidrico e quindi utilizzato come combustibile per la produzione dell'energia necessaria agli impianti di produzione e, per la parte residua, sarà commercializzato.

In considerazione della dimensione delle riserve disponibili, dei risultati produttivi dei test dei primi pozzi di sviluppo completati che hanno evidenziato una portata superiore alle aspettative, e delle indicazioni ottenute mediante gli studi del sottosuolo condotti, è stato stimato che il plateau produttivo possa raggiungere 1,5 milioni di barili/giorno.

Nel 2008, in concomitanza con la firma degli accordi, le autorità Kazakhe hanno approvato il nuovo budget dei costi di sviluppo della fase 1 del progetto, il cui scopo è stato ampliato includendo la realizzazione della tranche 3 e di infrastrutture di esportazione dei prodotti via ferrovia, per un ammontare complessivo di 32,2 miliardi di dollari (al netto delle allocazioni di costi generali, amministrativi e per servizi); di questi, circa 25,4 miliardi di dollari sono relativi allo "scope of work" originario di fase 1 (tranche 1&2), mentre i rimanenti fondi si riferiscono alla realizzazione della tranche 3 e delle infrastrutture di esportazione dei prodotti via ferrovia. Eni finanzierà tali investimenti in base al working interest del 16,81%.

Il management Eni ritiene che le nuove previsioni di costo di sviluppo e start-up del progetto Kashagan abbiano un grado elevato di affidabilità, questo sia sulla base dell'attuale avanzamento dei lavori della fase 1 (Experimental Program) pari a circa il 70% che del "know-how" maturato. In base ai piani attuali, l'avvio della produzione è previsto a fine 2012. Nei successivi 12-15 mesi verrà completato l'avviamento degli impianti di trattamento e di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento raggiungendo una capacità produttiva di 370 mila barili/giorno nel 2014, La capacità produttiva della fase 1 (Experimental Program) aumenterà infine a 450 mila barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che verrà resa disponibile con l'avvio degli impianti offshore della fase 2 dello sviluppo.

La fase 2 è attualmente in fase di Front End Engineering Design (FEED).

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.

Investimenti addizionali a quelli già previsti per la fase 1 saranno necessari anche per la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione del giacimento verso i mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2009 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 4,5 miliardi di dollari pari a 3,1 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2009, formati dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2009 (3,4 miliardi di dollari), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (1,1 miliardi di dollari).

Al 31 dicembre 2009 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 588 milioni di boe con una diminuzione di 6 milioni di boe rispetto al 2008.

Karachaganak La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 238 mila barili/giorno di liquidi (70 in quota Eni) e 25 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (7,3 in quota Eni).

È in via di completamento una quarta unità di trattamento che consentirà di aumentare i volumi di liquidi destinati all'esportazione sui mercati occidentali che oggi vengono consegnati non stabilizzati a Orenburg. Nel corso dell'anno è continuata la costruzione del gasdotto Uralsk Gas Pipeline, della lunghezza di 150 chilometri; il completamento della linea, previsto a fine 2010, permetterà di collegare il giacimento alla rete di gasdotti del Kazakhstan.

L'ingegneria preliminare della fase 3 di sviluppo di Karachaganak ha identificato, in una realizzazione a stadi, lo schema migliore per completare lo sviluppo del giacimento. Il progetto prevede l'installazione di facility di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas ad Orenburg sino a 16 miliardi di metri cubi/anno, in accordo al General Supply Agreement firmato nel 2007, e di incrementare anche la produzione di liquidi sino a circa 14 milioni di tonnellate/anno. L'approvazione delle Autorità per procedere con l'investimento della Fase 3 è al momento oggetto di discussione tecnica e commerciale.

Al 31 dicembre 2009 le riserve certe del giacimento di competenza Eni erano pari a 633 milioni di boe, in diminuzione di 107 milioni di boe rispetto al 2008, principalmente per effetto prezzo e per la produzione avvenuta nell'anno.

### **RESTO DELL'ASIA**

Cina Nel 2009, sono stati firmati i contratti di PSA relativi ai Blocchi 3/27 e 28/20, localizzati nel Mar Cinese Meridionale per una superficie di 18.194 chilometri quadrati. La partecipazione Eni, nelle due iniziative, è pari al 100% in lase esplorativa.

Philips or

India Nel 2009 è stata avviata la produzione del giacimento a gas di PY-1 asset detenuto dalla società Hindustan Oil Exploration Company Ltd (Eni 47,18%), acquisi-

75728/162

ta nell'ambito dell'operazione Burren. La produzione è venduta alla società di Stato del Paese.

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di Jangkrik localizzata nel Blocco Muara Bakau (Eni 55%) nell'offshore dell'Isola del Borneo.

Sono allo studio importanti progetti di sviluppo delle scoperte a olio e gas dei permesso di Bukat (Eni 66,25%, operatore) e delle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei Deep Water Basin (Eni 20%). Le altre attività dell'anno hanno riguardato la presentazione alle competenti autorità del piano di sviluppo del giacimento di Jau localizzato nel Blocco Krueng Mane (Eni 75%) nell'offshore dell'isola di Sumatra.

Nel novembre 2009, Eni si è aggiudicata una quota di partecipazione del 37,8% nel PSC di Sanga Sanga relativo al coal-bed methane (CBM). Il contratto regola i diritti di esplorazione, sviluppo e produzione di gas da livelli superficiali di carbone da un'area contrattuale che coincide con quella coperta dal PSC di Sanga Sanga per lo sfruttamento di idrocarburi convenzionali. In caso di esito positivo dell'attività esplorativa, con avvio atteso nel 2010, sarà possibile sfruttare le importanti sinergie con gli impianti di produzione e trattamento esistenti, oltre che alimentare l'esistente impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang e Sanga Sanga.

Iraq Il 22 gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio di compagnie internazionali, e le compagnie di stato irachene South Oil Company e Missan Oil Company, hanno ratificato 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 che il consorzio riceverà una remuneration fee calcolata sulla produzione incrementale una volta raggiunto un aumento produttivo del 10% rispetto al livello di produzione corrente, pari a circa 180 mila barili/giorno. Le spese sostenute dal consorzio saranno recuperate attraverso un meccanismo di cost recovery dal valore della produzione del campo.

Iran Nel 2009 sono iniziate le attività di commissioning e start-up degli impianti di Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese, in preparazione del formale hand over ai partner locali.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con scoperte nelle aree di Badhra (Eni 40%, operatore), Kadanwari (Eni 18%, operatore) e Miano (Eni 15%). L'avvio produttivo delle recenti scoperte ha beneficiato delle sinergie con le facility produttive presenti nell'area.

Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) il giacimento Bhit (Eni 40%, operatore), ove è in fase di realizzazione l'installazione di un sistema di compressione per il mantenimento degli attuali livelli produttivi; (ii) il giacimento Sawan (Eni 23,68%), dove è in corso la realizzazione di un sistema di compressione; (iii) il permesso di Zamzama (Eni 17,75%), dove sono stati eseguiti interventi sulla terza linea di trattamento per la produzione del gas ad alto potere calorifico (HVC) per aumentare l'efficienza. Inoltre, nel corso dell'anno sono stati realizzati interventi di ottimizzazione della produzione, in particolare su Bhit, Sawan e Kadanwari, attraverso la perforazione di pozzi addizionali.

Russia Nel settembre 2009 Eni ed Enel partner al 60%-40% rispettivamente nella società OOO SeverEnergia hanno perfezionato la cessione del 51% della joint venture a Gazprom, in forza dell'esercizio della call option da parte della società russa. Il corrispettivo della cessione di 940 milioni di dollari in quota Eni è stato incassato per il 25% alla transaction date e per il restante 75% il 31 marzo 2010. Il conto economico dell'esercizio ha beneficiato del provento di 100 milioni di euro relativo alla remunerazione pattuita contrattualmente nella misura del 9,4% sul capitale investito inizialmente all'atto dell'acquisizione della joint venture il 4 aprile 2007. I tre partner hanno confermato l'impegno a produrre il primo gas del progetto Samburskoye entro giugno 2011 e a raggiungere il plateau produttivo di 150 mila boe/ giorno entro 2 anni.

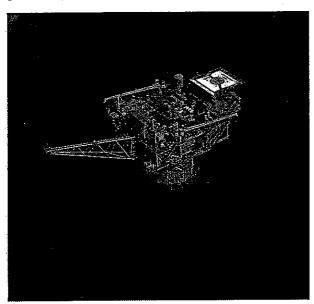
Nell'aprile 2009 Gazprom ha esercitato l'opzione di acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Egis sulla base degli accordi contrattuali in essere tra: die partner. Il prezzo di esercizio dell'opzione incassate da Eni il 24 aprile pari a 3.070 milioni di euro corresponde al prezzo di aggiudicazione in asta (3,7 miliorità di dollari), nell'ambito della liquidazione della società fussa Yukos, detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento. Nella stessa occasione Eni e Gazprom hanno firmato nuovi accordi di collaborazione per l'avvio di programmi di sviluppo nel settore energetico in Russia e all'estero.

### **AMERICA**

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco offshore Green Canyon 859 (Eni 12,5%), con la scoperta a petrolio e gas di Heidelberg-1; (ii) nel Blocco Keathley Canyon 919 (Eni 25%), con la scoperta a petrolio e gas di Hadrian West.

Nel maggio 2009 Eni ha firmato un'alleanza strategica con Quicksilver Resources Inc., compagnia indipendente

americana, per l'acquisto della quota del 27,5% nell'area Alliance, nel bacino di Fort Worth nel Texas. L'operazione, del valore complessivo di 280 milioni di dollari, comprende asset con produzione di gas da argille (gas shale 9) e riserve recuperabili pari a 40 milioni di barili. La produzione è prevista raggiungere il plateau di circa 10 mila boe/ giorno in quota Eni nel 2011.



Stati Uniti (Golfo del Messico) - piattaforma di produzione di Allegheny.

Nel 2009 è stata avviata la produzione di: (i) Thunderhawk (Eni 25%), attraverso la perforazione di pozzi sottomarini collegati a un'unità di produzione semisommergibile con una capacità di trattamento di 45 mila barili/giorno di petrolio e circa 2 milioni di metri cubi/giorno di gas; (ii) Longhorn (Eni 75%), attraverso la perforazione di pozzi sottomarini e (intallazione di una piattaforma con una capacità di trattamento di circa 7 milioni di metri cubi/giorno; (iii) Leo (Eni 75%), attraverso il collegamento alle accility di produzione di Longhorn.

È stato sanzionato il programma di sviluppo della scoperta Appaloosa (Eni 100%), in sinergia con le facility di Longhorn. L'avvio della produzione è atteso nel 2010, con un picco produttivo di circa 1,5 mila boe/giorno.

Le altre attività in corso riguardano essenzialmente il proseguimento del progetto della scoperta di petrolio Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), situato nel North Slope, in Alaska. Lo sviluppo avverrà per fasi con avvio atteso ad inizio 2011 con un picco di 28 mila barili/giorno.

Trinidad e Tobago II principale progetto in corso riguarda lo sviluppo dei giacimenti Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel Blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,4%).

Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma produttiva su Poinsettia e il collegamento alle facility di trattamento su Hibiscus, di cui è stato realizzato l'upgrading. Lo sviluppo di Heliconia e Buganvillea è in corso con le attività di perforazione, con start-up atteso nel 2010. Lo start-up produttivo di Poinsettia è avvenuto come previsto nell'anno.

Venezuela L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela, che ha erogato in fase di test circa 600.000 metri cubi/giorno (pari a circa 3.700 boe/giorno). Il giacimento si stima possa contenere risorse potenziali superiori a 160 miliardi di metri cubi di gas (pari a 1 miliardo di barili di petrolio equivalente).

Il 26 gennaio 2010 Eni e la società di Stato venezuelana PDVSA hanno siglato un accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento giant a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve in place certificate di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un plateau produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno al 100%, e un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno. L'accordo, che sarà sottoposto alle necessarie ratifiche entro la prima metà del 2010, prevede la costituzione di un'Empresa Mixta (Eni 40%, PD-VSA 60%) con il contestuale pagamento da parte di Eni di un bonus di 300 milioni di dollari. Ulteriori 346 milioni di dollari saranno corrisposti al raggiungimento di tappe definite del progetto. L'accordo prevede inoltre la possibilità di impiego di tecnologia Eni di idrogenazione per la conversione degli oli pesanti. Nell'ambito dell'accordo Eni presenterà un progetto per la costruzione di una centrale elettrica nella penisola di Guiria.

### **AUSTRALIA E OCEANIA**

Australia Nel corso dell'anno è stato avviato il giacimento a gas Blacktip (Eni 100%), localizzato nell'offshore nord occidentale nel Southern Bonaparte Basin. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una piattaforma di produzione collegata attraverso una pipeline della lunghezza di 108 chilometri a un impianto onshore di trattamento del gas. Il gas è fornito alla società australiana Power & Water Utility Co per l'alimentazione di una centrale di generazione elettrica sulla base di un contratto della durata di 25 anni. Il picco produttivo di 740 milioni di metri cubi/anno è atteso nel 2010.

È in fase di realizzazione un'ulteriore fase di sviluppo (fase 2) del giacimento Bayu Undan (Eni 10,99%), con l'obiettivo di incrementare la produzione di liquidi associati e mantenere l'attuale profilo produttivo gas del giacimento.

<sup>(9)</sup> Il gas shale è rappresentato da un accumulo continuo di gas naturale in formazioni rocciose essenzialmente di natura argillusa.

75728 164

### Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.486 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (7.478 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Congo e Angola. In Italia, gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e di infilling nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare Stati Uniti, Libia, Egitto, Norvegia e Angola. Le attività di

ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia offshore.

L'acquisto di riserve proved e unproved ha riguardato essenzialmente l'acquisizione del 27,5% degli asset della Quicksilver Resources Inc. e l'estensione della durata dei titoli minerari in Egitto a seguito dell'accordo siglato nel maggio 2009.

Nel 2009 gli investimenti tecnici aumentano di 205 milioni di euro rispetto al 2008 (+2,2%) per effetto della maggiore attività di sviluppo in Congo, Algeria, Nigeria, Kazakhstan, Italia, Australia e India.

nvestimenti tecnici (miljohi d	au a 2007	2008	2009	sVar äss	Varva:
quisto di riserve proved e unproved	96	836	697	(139)	(16,6)
rica Settentrionale	11	626	351		
írica Occidentale		210	73		
esto dell'Asia			94		
merica .	85		179		
splorazione	1.659	1.918	1.228	(690)	(36,0)
alia	104	135	40	(95)	(70,4)
esto d'Europa	195	227	113	(114)	(50,2)
frica Settentrionale	373	379	317	(62)	(16,4)
frica Occidentale	246	485	284	(201)	(41,4)
azakhstan	36	16	20	4	25,0
esto dell'Asia	162	187	159	(28)	(15,0)
merica	505	441	243	(198)	(449)
ustralia e Oceania	38	48	52	14	188
viluppo	4.643	6.429	7.478	.049	16,3
talia	461	570	689	11/9	(\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\\
Resto d'Europa	429	598	673	75	12,5
Africa Settentrionale	948	1.246	1.381	135	10.8
Africa Occidentale	1.343	1.717	2.105	388	226
Kazakhstan	733	968	1.083	11/5	11,9
Resto dell'Asia	238	355	406	<b>b</b> 1	14,4
America	345	655	706	<b>/</b> 51	7,8
Australia e Oceania	146	320	435	115	35,9
Altro	82	98	83	(15)	(15,3)
	6.480	9,281	9.486	205	2,2

### Gas & Power



Principali indicatori di performance (a)		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica (b)	(milioni di euro)	27.793	37.062	30.447
Utile operativo		4.465	4.030	3.687
Utile operativo adjusted		4.414	3.564	3.901
Mercato		2.284	1.309	1.721
Business regolati Italia		1.685	1.732	1.796
Trasporto internazionale		445	523	384
Utile netto adjusted		3.127	2.648	2.916
EBITDA pro-forma adjusted	'	5.029	4.310	4.403
Mercato		3.061	2.271	2.392
Business regolati Italia		1.248	1.284	1.345
Trasporto internazionale		720	755	666
Investimenti tecnici		1.511	2.058	1.686
Capitale investito netto adjusted a fine periodo (c)		21.364	22.273	25.024
ROACE adjusted (c)	(%)	15,2	12,2	12,3
Vendite gas mondo (a)	(miliardi di metri cubi)	98,96	104,23	103,72
Vendite di GNL (e)		11,7	12,0	12,9_
Clienti in Italia	(milioni)	6,61	6,63	6,88
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	83,28	85,64	76,90
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,19	29,93	33,96
Dipendenti a fine periodo	(numero)	11.893	11.692	11.404

<sup>(</sup>a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della Stoccaggi Gas Italia confluiscono nel settore Gas & Power nel raggruppamento "Business regolati Italia" che quindi dalla stessa data comprende le seguenti attività: trasporto, distribuzione, rigassificazione e stoccaggio del gas. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati. Inoltre l'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività "Mercato".

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "Return On Average Capital Employed (ROACE)".

### Proposta di impegni nel settore dei gasdotti internazionali alla Commissione Europea

Il 4 febbraio 2010 Eni ha presentato alla Commissione Europea una serie di impegni di carattere strutturale per la dismissione delle partecipazioni detenute nel gasdotto tedesco TENP, in quello svizzero Transitgas e in quello austriaco TAG, previo il consenso dei rispettivi partner. La Commissione Europea ha annunciato che intende sottoporre gli impegni presentati ad un market test, ad esito del quale, qualora la Commissione accettasse gli impegni presentati, si definirebbe un'indagine avviata nel maggio 2006 per presunta violazione della normativa europea sulla concorrenza che ha coinvolto i principali operatori

<sup>(</sup>d) Include le vendite di gas di E&P pari a 6,17 miliardi di metri cubi (5,39 e 6,00 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) di cui 2,57 miliardi di metri cubi in Europa (3,59 e 3,36 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) e 3,60 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008).

<sup>(</sup>e) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

75728/166

del settore gas europeo. Eni aveva ricevuto una comunicazione di addebiti da parte della Commissione Europea con la quale si attribuiva alla società la responsabilità di aver limitato, nel periodo 2000-2005, l'accesso da parte di operatori terzi ai gasdotti TAG, TENP e Transitgas. Considerata la rilevanza strategica del gasdotto TAG, che attraversa l'Austria trasportando il gas russo in Italia, la relativa partecipazione sarà trasferita a un soggetto controllato dallo Stato italiano. I rimedi negoziati con la Commissione lasciano inalterati i diritti di trasporto di gas contrattualizzati da Eni.

Per maggiori informazioni si veda il paragrafo "Garanzie impegni e rischi" delle note al bilancio consolidato.

### Business europeo del gas

- Nel 2009 è stata completata l'acquisizione di Distrigas con l'OPA obbligatoria sulle azioni di minoranza cui è seguito il delisting del titolo Distrigas da Euronext Brussels. L'operazione ha rappresentato per Eni un importante passo avanti nel consolidamento della propria leadership nel mercato europeo del gas grazie alle significative sinergie da integrazione.
- Nonostante il deterioramento della domanda gas, nel 2009 è stata perseguita la strategia di crescita organica all'estero, con un incremento delle quote di mercato sostanzialmente in tutti i mercati target europei. Questo fattore, unitamente al pieno contributo di Distrigas, ha determinato un sostanziale riassetto del portafoglio delle vendite gas rispetto al 2008. Nel 2009 infatti le vendite internazionali, di 63,68 miliardi di metri cubi, hanno rappresentato il 61% del totale vendite gas mondo (49% nel 2008).

### Riorganizzazione Business Regolati del gas in Italia

Nel 2009 è stata attuata la riorganizzazione delle infrastrutture gas attraverso la cessione di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas. L'operazione, finalizzata al conseguimento di importanti sinergie strutturali nel settore dei business regolati, consentirà ad Eni di valorizzare al meglio le attività di distribuzione e stoccaggio gas e di rafforzare la struttura patrimoniale consolidata.

### Partnership strategica con Gazprom

La partnership strategica tra Eni e Gazprom, primo produttore mondiale di gas, ha raggiunto nel 2009 il suo 40° anno di attività. I due partner intendono proseguire nello sviluppo congiunto di progetti nei settori di interesse dell'upstream e del mercato gas. In particolare, per quanto riguarda il mercato del gas è stato previsto l'ampliamento dello scope of work originario del progetto di realizzazione del gasdotto South Stream, con un incremento della capacità di trasporto della pipeline da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno.

### Progetti nell'area Hewett

> Nell'ottica di rafforzare la propria leadership europea nell'attività di stoccaggio, Eni prosegue le attività di prosegue del progetto di stoccaggio offshore di gas nell'area Hewett nei pressi del terminale di Bacton (Mare del Nord). L'objettivo è di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio a supporto della modulazione stagio della domanda di gas in Regno Unito.

La sanction è prevista nel 2010 con start-up atteso nel 2015.

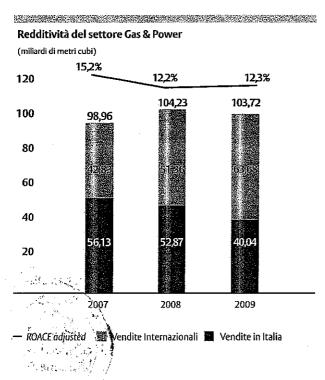
### Risultati finanziari

- Nel 2009 l'utile netto adjusted è stato di 2.916 milioni di euro con un aumento del 10,1% rispetto al 2008/dovuto alla migliore performance operativa del mercato per effetto dello scenario positivo, del pieno contributo dei risultati di Distrigas e delle sinergie dell'acquisizione, nonché dell'impatto della rinegoziazione di contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato gli effetti del calo dei volumi in particolare sul mercato Italia.
- I Business Regolati Italia hanno confermano una sostanziale tenuta, mentre è risultato in flessione il contributo del Trasporto internazionale.
- Per il 2010 le vendite gas sono attese in linea con il livello 2009, per aumento della pressione competitiva in particolare in Italia compensata dalla leggera ripresa in Europa, dall'effetto delle azioni di integrazione commerciale con Distrigas e della ottimizzazione del portafoglio di approvvigionamento compresa la rinegoziazione di contratti di fornitura di lungo termine.
- › L'obiettivo al 2013 è di conseguire un volume di vendite di circa 118 miliardi di metri cubi per le quali Eni prevede un tasso di crescita medio annuo superiore al 3%.

- > Il ROACE adjusted è stato del 12,3% (12,2% nel 2008).
- > Sono stati investiti 1.686 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'incremento della capacità di stoccaggio e il programma di miglioramento degli standard di efficienza della generazione elettrica.

### Risultati operativi

- > Nel 2009 le vendite di gas naturale di 103,72 miliardi di metri cubi hanno registrato una lieve flessione rispetto al 2008 (-0,5%) per effetto essenzialmente della forte contrazione dei volumi sul mercato nazionale a causa della recessione economica e dell'intensificarsi della pressione competitiva (-12,83 miliardi di metri cubi, pari al 24,3%). Questi effetti negativi sono stati compensati dal pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi nell'anno) e dalla crescita organica in alcuni mercati europei.
- Le vendite di energia elettrica di 33,96 terawattora sono aumentate di 4,03 terawattora rispetto al 2008, pari al 13,5%.
- > I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 76,90 miliardi di metri cubi sono diminuiti del 10,2% rispetto al 2008.



### GÅS NATURALE

### Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate, compreso l'approvvigionato Distrigas di 16,91 miliardi di metri cubi, sono stati di 88,65 miliardi di metri cubi con una diminuzione rispetto al 2008 di 1 miliardo di metri cubi, pari all'1,1%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (81,79 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 91% del totale, sono aumentati di 0,14 miliardi di metri cubi rispetto al 2008 (+0,2%), per effetto essenzialmente della crescita sui mercati europei dovuto al consolidamento di Distrigas per l'intero anno 2009, con relativi maggiori ritiri dalla Norvegia (+5,68 miliardi di metri cubi), dal Qatar (+2,20 miliardi di metri cubi) in relazione all'entrata a regime delle forniture di lungo termine di GNL, e dai Paesi Bassi (+1,90 miliardi di metri cubi). In flessione i ritiri: (i) dall'Algeria (-5,40 miliardi di metri cubi), a seguito dell'incidente della linea del gasdotto TMPC occorso nel dicembre 2008; (ii) dalla Libia (-0,73 miliardi di metri cubi); (iii) dalla Russia in particolare di gas destinato al mercato italiano (-2,75 miliardi di metri cubi), in forza anche degli accordi intervenuti con Gazprom che prevedono l'ingresso nel mercato delle forniture agli importatori italiani.

Gli approvvigionamenti in Italia (6,86 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 1,14 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 14,3%, per effetto della flessione della produzione nazionale.

Nel 2009 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,5 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam la cui produzione è in gran parte importata in Italia attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2009 i due giacimenti hanno fornito 2,5 miliardi di metri cubi in quota Eni; (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,9 miliardi di metri cubi); (iv) di altre aree europee (in particolare della Croazia per 0,8 miliardi di metri cubi). Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 20,1 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 19% del totale delle disponibilità per la vendita.

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di met	ri cubi) 2007	2008	2009	Var. ass.	Var.%
ITALIA	8,65	8,00	6,86	(1,14)	(14,3)
Russia	23,44	22,91	22,02	(0,89)	(3,9)
Algeria (incluso il GNL)	18,41	19,22	13,82	(5,40)	(28,1)
Libia	9,24	9,87	9,14	(0,73)	(7,4)
Paesi Bassi	7,74	9,83	11,73	1,90	19,3
Norvegia	5,78	6,97	12,65	5,68	81,5_
Regno Unito	3,15	3,12	3,06	(0,06)	(1,9)
Ungheria	2,87	2,84	0,63	(2,21)	(77,8)
Qatar (GNL)	-	0,71	2,91	2,20	
Altri acquisti di gas naturale	2,20	4,07	4,49	0,42	10,3
Altri acquisti di GNL	2,32	2,11	1,34	(0,77)	(36,5)
ESTERO	75,15	81,65	81,79	0,14	0,2
Totale approvvigionamenti delle società consolidate	83,80	89,65	88,65	(1,00)	(1,1)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	1,49	(0,08)	1,25	1,33	
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,46)	(0,25)	(0,30)	(0,05)	(20,0)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	84,83	89,32	89,60	0,28	0,3
Disponibilità per la vendita delle società collegate	8,74	8,91	7,95	(0,96)	(10,8)
Volumi E&P	5,39	6,00	6,17	0,17	2,8
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	98,96	104,23	103,72	(0,51)	(0,5)

# Approvigionamenti di gas naturale delle società consolidate (89,65 miliardi di metri cubi) 14% 8% Altri Italia 14% Norvegia



### Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del 2009 sono state di 103,72 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico), in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,51 miliardi di metri cubi, pari allo 0,5%). Il contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi) ha permesso di attenuare gli effetti negativi della rilevante riduzione della domanda gas in Italia (-10%) e in Europa (-7,4%), entrambe su base destagionalizzata.

Le vendite in Italia sono state di 40,04 miliardi di metri cubi con un decremento di 12,83 miliardi di metri cubi, pari al 24,3%, dovuto essenzialmente alla significativa ri-

duzione registrata nelle forniture ai termoelettrici (-8,01 miliardi di metri cubi), all'industria (-2,01 miliardi di metri cubi) e al settore grossisti (-1,60 miliardi di metri cubi) per effetto della contrazione dell'attività produttiva e dell'intensificarsi della pressione competitiva, in particolare nell'ultima parte dell'esercizio, anche in funzione di nuova disponibilità di gas sul mercato. In lieve aumento le vendite ai residenziali, per effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate in particolare nel primo e quarto trimestre 2009, e i volumi deginari alla produzione interna di energia elettrica.

Le vendite internazionali di 63,68 miliardi di metri cubi sono aumentate di 12,32 miliardi di metri cubi con aumentate di 12,32 miliardi di metri cubi cari al 24%, per effetto del pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi). Aumenti organici sono stati registrati in Francia (+1,27 miliardi di metri cubi) e Nordi Europa (+1,10 miliardi di metri cubi). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle riduzioni registrate nelle vendite agli importatori in Italia (-0,77 miliardi di metri cubi) nella Penisola Iberica (-0,63 miliardi di metri cubi) e in Ungheria (-0,24 miliardi di metri cubi) dovute essenzialmente al calo della domanda.

Le vendite nei mercati extra europei (2,06 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,27 miliardi di metri cubi rispetto al 2008.

Le vendite Exploration & Production in Europa e Stati Uniti (6,17 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,17 miliardi di metri cubi, pari al 2,8%.

<b>Vendite di gas per mercato</b> (m	ijardi di metricubi y 🤲 2007 "	2008	2009	Var.ass	Var %
ITALIA	56,13	52,87	40,04	(12,83)	(24,3)
Grossisti	10,01	7,52	5,92	(1,60)	(21,3)
Gas release	2,37	3,28	1,30	(1,98)	(60,4)
PSV e borsa	1,90	1,89	2,37	0,48	25,4
Industriali	11,77	9,59	7,58	(2,01)	(21,0)
PMI e terziario	1,00	1,05	1,08	0,03	2,9
Termoelettrici	17,21	17,69	9,68	(8,01)	(45,3)
Residenziali	5,79	6,22	6,30	0,08	1,3
Autoconsumi	6,08	5,63	5,81	0,18	3,2
VENDITE INTERNAZIONALI	42,83	51,36	63,68	12,32	24,0
Resto d'Europa	35,02	43,03	55,45	12,42	28,9
Importatori in Italia	10,67	11,25	10,48	(0,77)	(6,8)
Mercati europei	24,35	31,78	44,97	13,19	41,5
Penisola Iberica	6,91	7,44	6,81	(0,63)	(8,5)
Germania - Austria	5,03	5,29	5,36	0,07	1,3
Belgio	•	4,57	14,86	10,29	
Ungheria	2,74	2,82	2,58	(0,24)	(8,5)
Nord Europa	3,15	3,21	4,31	1,10	34,3
Turchia	4,62	4,93	4,79	(0,14)	(2,8)
Francia	1,62	2,66	4,91	2,25	84,6
Altro	0,28	0,86	1,35	0,49	57,0
Mercati extra europei	2,42	2,33	2,06	(0,27)	(11,6)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	5,39	6,00	6,17	0,17	2,8
TOTALE VENDITE GAS MONDO	98,96	104,23	103,72	(0,51)	(0,5)

Vendite delle società consolidate	84,83	89,32	89,60	0,28	0,3
Italia (inclusi autoconsumi)	56,08	52,82	40,04	(12,78)	(24,2)
Resto d'Europa	27,86	35,61	48,65	13,04	36,6
Extra Europa	0,89	0,89	0,91	0,02	2,2
Vendite delle società collegate (quota Eni)	8,74	8,91	7,95	(0,96)	(10,8)
Italia, assigna at 🐧	0,05	0,05	-	(0,05)	(100,0)
Resto d'Europa	7,16	7,42	6,80	(0,62)	(8,4)
Extra Europa	1,53	1,44	1,15	(0,29)	(20,1)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	5,39	6,00	6,17	0,17	2,8
TOTALE VENDITE GAS MONDO	98,96	104,23	103,72	(0,51)	(0,5)

### Fattori di rischio del mercato gas

### Rischi e incertezze associati con i trend in atto della domanda e offerta di gas in Europa ed Italia

Nel 2009 la domanda europea di gas ha registrato una significativa flessione (-7,4% rispetto al 2008 su base destagionalizzata) a causa dell'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e sulla richiesta di energia elettrica. La contrazione della domanda è stata particolarmente severa sul mercato nazionale che ha registrato una diminuzione di circa 9 miliardi di metri cubi rispetto al 2008 (-10%) e di 10 miliardi rispetto al livello pre-crisi del 2007 (-12%), entrambi i casi calcolati a temperature destagionalizzate. La situazione nel mercato italiano è stata aggravata dalla contemporanea rilevante crescita dell'of-

ferta di gas in relazione al completamento dei piani di espansione della capacità di importazione da parte di Eni e di operatori terzi. In particolare nel 2009 Eni ha finalizzato/portato a regime gli upgrading delle due principali linee di importazione da Russia e Algeria (i gasdotti TAG e TTPC) per un totale di nuova capacità di 13 miliardi di metri cubi/anno interamente messi a disposizione di terzi. Inoltre nell'ultima parte del 2009 è stato avviato il nuovo terminale di rigassificazione offshore di Rovigo della capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno da parte di un consorzio di competitor. Pertanto la capacità di approvvigionamento gas è aumentata in misura massiccia in un periodo di forte calo della domanda creando una condizione di significativa overcapacity. In tale contesto, i risultati operativi del bu-

75728/10

siness gas di Eni sono stati penalizzati in termini di minori volumi di vendita e di riduzione dei margini unitari a causa della crescente pressione competitiva e del calo della domanda sia in Italia, sia in Europa dove l'offerta abbondante ha limitato la capacità di Eni di allocare le proprie disponibilità di gas. Le prospettive della domanda e dell'offerta di gas in Italia e in Europa restano sfidanti. La ripresa della domanda si stima graduale a causa delle incertezze macroeconomiche. Infatti, la crescita economica – principale driver della domanda gas - nell'Europa dei 27 Stati è prevista debole sul breve medio termine. Inoltre la crescente adozione di modelli di consumo energetico maggiormente improntati all'efficienza e al risparmio, nonché la competizione proveniente dalle fonti di energia rinnovabile o alternativa limiteranno ulteriormente le prospettive di ripresa della domanda di gas. A tale riguardo è importante ricordare che nel Consiglio europeo del marzo 2007, i capi di Stato hanno adottato un pacchetto di interventi in tema di cambiamento climatico ed energie rinnovabili ("The Climate Change and Renewable Energy Package", noto anche come "PEE 20-20-20") che stabilisce il conseguimento entro il 2020 dei seguenti target di sostenibilità: (i) un impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990, elevabile fino a un massimo del 30% in caso di ratifica di accordi internazionali; (ii) un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; (iii) una produzione di energia da fonti rinnovabili del 20%. Tali interventi sono stati ratificati dal Parlamento Europeo nel dicembre 2008.

Sulla base dei trend in atto sul lato domanda, il management Eni ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita di lungo termine della domanda europea di gas, portandole da un precedente c.a.g.r. (compound average growth rate tasso di crescita medio composto) del 2% fino al 2020 a un più modesto c.a.g.r. dell'1,5% che implica un volume di consumi di poco inferiore ai 600 miliardi di metri cubi al 2020 rispetto alla precedente stima di 720 miliardi. Per il mercato italiano, le previsioni di lungo termine sono per un c.a.g.r. di poco inferiore al 2%, applicato al livello di domanda 2009, che comporta un consumo di gas al 2020 di 94 miliardi di metri cubi rispetto alla stima precedente di 107 miliardi. Tale scenario di scarsa dinamicità della domanda associato all'offerta abbondante di gas potrà penalizzare i risultati e il cash flow del business del marketing del gas nei prossimi anni.

### I trend negativi in atto nella domanda e offerta di gas rappresentano un fattore di rischionell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas sul mediolungo 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 assicureranno circa 62,4 miliardi di metri cubi/ anno di gas (escluso l'approvvigionato delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 20 anni. I contratti prevedono clausole di take-orpay in base alle quali l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o 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 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 generalmente compresa in un intervallo 10%-100%), del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzibase 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 management ritiene che gli attuali trend di prercete d scarsa dinamicità della domanda e offerta abbondatte unitamente alla possibile evoluzione della regolamenta zione del settore, costituiscono dei fattori di rischio: l'adempimento delle obbligazioni derivanti dal carte atti take-or-pay. Nel 2009 Eni ha rilevato debiti verso fomito ri a fronte del valore delle quantità di gas relativamente alle quali, ancorché non ritirate, è sorto lobbligo di cor rispondere il prezzo contrattuale in base alle attuali clausole di take-or-pay. Nei prossimi tre annilil/management ritiene che Eni incorrerà in mancati adempimenti di ritiro delle AMQ contrattuali per volumi significativi a meno di un rapido rientro dell'attuale situazione di oversupply sul mercato nazionale ed europeo, allo stato non prevedibile. Inoltre il meccanismo degli anticipi 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 pre-pagati. Questa situazione potrebbe comportare il rischio di impatti negativi su margini unitari, risultati operativi e cash flow.

Sulla base dei volumi e dei prezzi di vendita del gas pre-

visti dal management nel quadriennio di piano ed oltre, le quantità relativamente alle quali potrà rendersi dovuto l'anticipo previsto dalle clausole di take or pay saranno ritirate entro i termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto. Pur considerando l'anticipazione finanziaria, il valore attuale dei flussi relativi a questi contratti, attualizzato al WACC di settore, è comunque positivo e quindi non si realizza la fattispecie del contratto oneroso prevista dallo IAS 37.

Eni attuerà le necessarie azioni per preservare la redditività e il cash flow dell'attività commerciale di gas naturale. Le principali iniziative identificate nei piani aziendali riguarderanno:

- azioni volte a massimizzare i volumi facendo leva sulla presenza contemporanea su più mercati, il know-how nella vendita, l'integrazione con le strutture commerciali e il portafoglio di approvvigionamento di Distrigas (che non prevede di avere obbligazioni di take-or-pay neanche nei prossimi anni) e le politiche commerciali di incremento della quota di mercato nelle principali aree di consumo europee;
- la rinegoziazione dei principali contratti di fornitura di lungo termine sulla base del diritto contrattualmente previsto di rinegoziare condizioni e termini al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008. Nei primi mesi del 2010 si sono concluse alcune rinegoziazioni con un impatto positivo sia sui risultati dell'esercizio 2009 sia in chiave prospettica, assicurando a Eni una maggiore flessibilità per i propri programmi commerciali;
- nel mercato italiano, azioni di proposizione di formule di pricing innovative e di miglioramento della qualità del servizio;
- azioni, di riduzione dei costi delle attività di vendita, servizio e delle attività di supporto al business;
- azioni di controllo ed efficiente gestione del circolante commerciale.

### Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

 $\mathbb{V}_{1},\mathbb{V}_{2},\mathbb{R}^{n}$ 

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è stata accompagnata anche dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, la separazione societaria e l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi

di trasporto, stoccaggio e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate con decorrenza 1º luglio 2008 (ai sensi delle disposizioni di cui alla delibera 11/07 così come modificata dalla delibera 253/07) e il riconoscimento all'AEEG di poteri di regolamentazione, recentemente estesi a tutte le attività della filiera gas ed energia elettrica e in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale e di approvazione dei relativi codici di accesso. In base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, l'AEEG ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/ anno. Pertanto le decisioni dell'AEEG in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In tema di poteri della AEEG di fissazione delle condizioni economiche di fornitura si è concluso il lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, che ha previsto l'obbligo, a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima. Nel corso del 2009, infine, con la delibera ARG/gas 64/09, l'AEEG ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti che hanno diritto al servizio di tutela (i condomini ad uso domestico con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno e i clienti domestici). Tale meccanismo prevede essenzialmente il trasferimento del prezzo di un paniere di idrocarburi sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali e la presenza di una quota fissa che si attiva solo nel caso in cui gli idrocarburi nei mercati europei raggiungano bassi livelli di prezzo.

Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il Decreto Legge n. 112 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 6,5% a carico dei soggetti che operano nel settore dell'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'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. In particolare l'Autorità ha adottato un sistema di vigilanza fondato su una metodologia di analisi che prevede più livelli di approfondimento in sequenza tra loro, attraverso un indicatore che consente di concentrare l'attività di analisi sui soggetti per i quali si possa ragionevolmente ritenere più probabile la violazione del divieto di traslazione.

75728/HZ

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 takeor-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 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.

Oltre agli elementi sopra citati, un'ulteriore fonte di incertezza normativo/regolamentare è rappresentata dalle 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. Nel 2004 Eni ha ceduto - conformemente a quanto concordato con l'Autorità garante della Concorrenza e del Mercato (ACGM) - un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale ripartiti in quattro anni (2,3 miliardi di metri cubi l'anno nel periodo 1° ottobre 2004 – 30 settembre 2008) con cessione contestuale della capacità di trasporto correlata. Analogamente, nel 2007 Eni si è resa disponibile a vendere a terzi al Punto di Scambio Virtuale (PSV), un volume di gas naturale di 4 miliardi di metri cubi in due anni per il periodo dal 1° ottobre 2007 al 30 settembre 2009. Per l'anno termico 2009/2010 la Legge 99/09 ha imposto ad Eni l'ulteriore obbligo di cedere al Punto di Scambio Virtuale 5 miliardi di metri cubi di gas suddivisi in lotti annuali e semestrali. Nonostante la procedura ad evidenza pubblica si sia basata su un prezzo minimo, fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, discriminatorio 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 ripetutamente dall'AEEG (da ultimo nella relazione al Parlamento sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale – delibera PAS 3/10), non si può escludere la possibilità di nuove gas release a carico di Eni.

### **GNL**

Nel 2009, le vendite di GNL (12,9 miliardi di metri cubi riscritto), sono aumentate di 0,9 miliardi di metri cubi riscritto. 2008, pari al 7,5%. In particolare le vendite di 1,5 de settore Gas & Power (9,8 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 16,7 de sen zialmente per il contributo di Distrigas con resso alla regimazione delle forniture dal Qatar (+2,2 miliardi di metri cubi).

Vendite G&P	8,0	8,4	9,8	1,4	16,7
Italia	1,2	0,3	0,1	(0,2)	(66,7)
Resto d'Europa	5,6	7,0	8,9	1,9	27,1
Extra Europa	1,2	1,1	0,8	(0,3)	(27,3)
Vendite E&P	3,7	3,6	3,1	(0,5)	(13,9)
Terminali:					
Bontang (Indonesia)	0,7	0,7	0,8	0,1	14,3
Point Fortin (Trinidad & Tobago)	0,6	0,5	0,5		
Bonny (Nigeria)	2,0	2,0	1,4	(0,6)	(30,0)
Darwin (Australia)	0,4	0,4	0,4		
	11,7	12,0	12,9	0,9	7,5

### ENERGIA ELETTRICA

### Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara. Nel 2009 la produzione di energia elettrica è stata di 24,09 terawattora con un incremento di 0,76 terawattora rispetto al 2008, pari al 3,3%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso il sito di Ferrara (Eni 51%), grazie all'entrata in esercizio dei due nuovi gruppi di potenza da 390 megawatt.

Al 31 dicembre 2009 la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (4,9 gigawatt nel 2008).

Nel 2009 a completamento delle disponibilità di energia elettrica ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+3,27 terawattora, pari al 49,5%) per effetto dei maggiori acquisti in borsa a condizioni favorevoli. Entro il 2013 Eni prevede di completare il programma di espansione della capacità di generazione con l'obiettivo di una potenza installata in esercizio di 5,4 gigawatt¹. Il pro-

gramma di sviluppo è attualmente in corso presso le centrali di Taranto (Eni 100%) e Ferrara (Eni 51%), nonché presso la centrale di Bolgiano (Eni 100%) di recente acquisizione.

### Vendite di energia elettrica

Nel 2009 le vendite di energia elettrica (33,96 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (73%), borsa elettrica (14%), siti industriali (9%) e altro (4%). Nonostante il calo della domanda elettrica, rispetto al 2008, le vendite sono aumentate di 4,03 terawattora, pari al 13,5%, e hanno riguardato principalmente: (i) il mercato libero e in particolare i segmenti *retail*, con un incremento del tasso di penetrazione della base clienti per effetto delle campagne di *marketing* attuate, e grossisti, per l'avvio delle forniture nell'ambito degli accordi VPP (Virtual Power Plant) stipulati a fine 2008. In flessione le vendite ai clienti large che hanno risentito in parte della diminuzione del

portafoglio clienti e della crisi economica; (ii) le vendite in

borsa con un incremento di 0,88 terawattora (+23%).

		2007	2008	2009	Var.qs	Val•86
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.860	4.530	4.790	260	5,7
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	720	560	569	9	1,6
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	25,49	23,33	24,09	0,76	3,3
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.849	10.584	10.048	(536)	(5,1)

Produzione di energia elettrica	25,49	23,33	24,09	0,76	3,3
Acquisti di energia elettrica (a)	7,70	6,60	9,87	3,27	49,5
The state of the s	33,19	29,93	33,96	4,03	13,5
and the state of t					
Mercato libero	20,73	22,89	24,74	1,85	8,1
Borsa elettrica,	8,66	3,82	4,70	0,88	23,0
Siti	2,81	2,71	2,92	0,21	7,7
Altro (a)	0,99	0,51	1,60	1,09	
Vendite di energia elettrica	33,19	29,93	33,96	4,03	13,5

<sup>(</sup>a) Includono gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi

# Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (76,90 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 8,74 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 10,2%, essenzialmente per effetto dei minori volumi trasportati a seguito della contrazione della domanda.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (37,27 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 3,43 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 10,1%.

Nel 2009 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,32 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,52 miliardi di metri cubi nel 2008).

<sup>(1)</sup> Capacità disponibile a conclusione delle attività di smantellamento degli impianti obsoleti.

75728 H

Volumi di gas naturale trasportati (a) (miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var.%
Per conto Eni	52,39	51,80	39,63	(12,17)	(23,5)
Per conto terzi	30,89	33,84	37,27	3,43	10,1
	83,28	85,64	76,90	(8,74)	(10,2)

<sup>(</sup>a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

### Attività di stoccaggio

Nell'ambito dell'attività di stoccaggio sono stati erogati 8,71 miliardi di metri cubi di gas (+3,44 miliardi di metri cubi rispetto al 2008) e sono stati immessi in giacimento 7,81 miliardi di metri cubi (+1,51 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

Nel 2009 la capacità complessiva di stoccaggio è stata pari a 13,9 miliardi di metri cubi di cui 5 destinata allo stoccaggio strategico.

La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti terzi è stata pari a circa il 70% (61% nel 2008).

The state of the s		2007	2008	2009	Valuass *	Var.%
Capacità di stoccaggio complessiva:	(miliardi di metri cubi)	13,6	13,7	13,9	0,2	1,5
- di cui strategico		5,1	5,1	5,0	(0,1)	(2,0)
- di cui disponibile		8,5	8,6	8,9	0,3	3,5
Capacità di stoccaggio: quota utilizzata da Eni	(%)	44	39	30	(9)	(23,1)
Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio:	(miliardi di metri cubi)	9,27	11,57	16,52	4,95	42,8
- movimentato in iniezione		4,00	6,30	7,81	1,51	24,0
- movimentato in erogazione		5,27	5,27	8,71	3,44	65,3
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	44	48	56	8	16,7

### Principali iniziative di sviluppo

### MERCATO

### Gas naturale

Perfezionamento dell'acquisizione di Distrigas

A seguito dell'acquisizione della quota di maggioranza di Distrigas da Suez (57,24%), Eni ha lanciato un'offerta pubblica obbligatoria sul restante capitale di Distrigas (42,76%) allo stesso prezzo per azione riconosciuto a Suez (6.809,64 euro)<sup>2</sup>. L'offerta si è conclusa il 19 marzo 2009 con l'adesione del 41,61% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni il 4 maggio 2009 in forza della procedura di squeeze-out, al perfezionamento della quale il titolo Distrigas è stato oggetto di delisting da Euronext Brussels. Il controvalore complessivo dell'offerta pubblica è stato di 2.045 milioni di euro. Al 31 dicembre 2009, Eni è pertanto titolare del 100% del capitale sociale di Distrigas, a eccezione di un'azione con diritti speciali detenuta dallo Stato belga. L'acquisizione della società belga Distrigas ha comportato una significativa crescita del portafoglio di approvvigionamento di Eni con l'ingresso di forniture di Lungo termine di circa 14,7 miliardi di metri cubi anno (Parsi Bassi, Norvegia e Qatar) aventi una vita residua di un massimo di 18 anni. Nel 2009 le vendite di Distrigas sono state pari a 17,25 miliardi di metri cubi.

### Progetti nell'area Hewett

A seguito della recente acquisizione della partecipazione nella Hewett Unit, proseguono le attività di pre-sviluppo del progetto di stoccaggio offshore di gas nella Hewett area (Eni 89%), situata nel Southern Gas Basin nel Mare del Nord presso il terminale di Bacton. Si stima che il working gas massimo raggiungibile sia di 5,6 miliardi di metri cubi con una erogazione di circa 60 milioni di metri cubi/giorno. Tra la fine del 2009 e l'inizio del 2010 verrà perforato un pozzo di appraisal i cui esiti forniranno i dati necessari per confermare le stime di cui sopra.

La sanction del progetto è prevista nel corso del 2010 con start-up atteso nel 2015.

<sup>(2)</sup> In aggiunta al prezzo corrisposto, Eni ha riconosciuto agli azionisti di Distrigas un titolo di credito ("Certificate"), che incorpora il diritto a ricevere pro-quota eventuali integrazioni di prezzo a seguito degli accordi di cessione di Distrigas & Co. a Fluxys SA ed Huberator SA.

### **BUSINESS DEL GNL**

### USA

Cameron Nel terzo trimestre del 2009 è entrato in esercizio il terminale di rigassificazione di Cameron realizzato lungo il Calcasieu River, a circa 15 miglia a sud di Lake Charles, in Louisiana.

In considerazione delle mutate condizioni di mercato, il 1° marzo 2010 Eni ha ridefinito con la società americana Cameron LNG i termini del contratto, originariamente stipulato nel 2005, relativo all'acquisto di capacità di rigassificazione presso il terminale. 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.

Inoltre, tenuto conto della situazione di oversupply in cui versa attualmente il mercato USA, il progetto Brass di sviluppo delle riserve di gas Eni in Africa Occidentale destinate al terminale di Cameron è stato riprogrammato con start-up atteso nel 2015.

Pascagoula 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 annui) 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.

Allo stesso tempo Eni Usa Gas Marketing Llc ha sottoscritto un contratto ventennale di acquisto di circa 0,9 miliardi di metri cubi/anno di gas rigassificato a valle del terminale da Angola Supply Services, società controllata dagli stessi azionisti di Angola LNG.

### **BUSINESS REGOLATI IN ITALIA**

### Cessione a Snam Rete Gas del 100% di Stogit e Italgas

Il 30 giugno 2009 è stata perfezionata la vendita del 100% di Italgas SpA e di Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas (controllata al 50,03%) approvata dal Consiglio di Amministrazione Eni nel febbraio 2009, per il corrispettivo di 4.509 milioni di euro (rispettivamente 2.922 milioni di euro e 1.587 milioni di euro). L'operazione è stata finanziata da Snam Rete Gas attraverso un aumento di capitale di 3,5 miliardi di euro sottoscritto interamente dagli azionisti di minoranza e da Eni per la quota di competenza, e assunzione di debito per la parte restante. Gli effetti sul bilancio consolidato Eni sono i seguenti: (i) al 31 dicem-

bre 2009 la posizione finanziaria netta e il patrimonio netto complessivo registrano una variazione positiva di 1,54 miliardi di euro dovuta alla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale di Snam Rete Gas da parte del mercato; (ii) a partire dal terzo trimestre, una riduzione dell'utile netto di pertinenza del Gruppo pari a circa il 45% dell'utile aggregato di Italgas e Stogit con corrispondente incremento dell'utile di pertinenza di terzi. La quota di partecipazione di Eni in Snam Rete Gas è pari al 52,54%.

### PROGETTO SOUTH STREAM

### Nuova intesa Eni - Gazprom

In base agli accordi tra Italia e Russia del 15 maggio 2009, il progetto di realizzazione del gasdotto South Stream prevede l'ampliamento dello scope of work originario incrementando la capacità di trasporto della pipeline da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno.

Secondo il progetto, il South Stream sarà costituito da due sezioni: (i) la sezione offshore, che prevede l'attraversamento del Mar Nero dalla costa russa, nella stessa area di partenza dei Blue Stream, a quella bulgara di Varna; (ii) la sezione onshore, che prevede l'attraversamento della Bulgaria con due possibili opzioni: una tratta verso Nord Ovest e una tratta verso Sud Ovest, che realizzerebbe l'attraversamento della Grecia e un tratto offshore nell'Adriatico per connettersi alla rete nazionale italiana.

Nel dicembre 2009 Eni e Gazprom hanno firmato un accordo per l'ingresso della compagnia francese EdF nel progetto South Stream. Le condizioni dell'accordo saranno concordate nei prossimi mesi.

### TRASPORTO INTERNAZIONALE

### Incidente al gasdotto TMPC

Nel corso del 2009 è stata ripristinata la piena operatività della linea del gasdotto TMPC di importazione del gas dall'Algeria che il 19 dicembre 2008 era stata danneggiata dall'ancora di una petroliera nell'attraversamento del Canale di Sicilia. Il trasporto del gas è proceduto sulle restanti linee.

### TAG - Russia

Nel 2009 è stato finalizzato l'incremento della capacità di trasporto del gasdotto la cui capacità complessiva è attualmente pari a 37,4 miliardi di metri cubi/anno. La seconda e ultima tranche del potenziamento da 3,3 miliardi di metri cubi/anno è entrata in esercizio nel quarto trimestre del 2009 ed è stata interamente allocata a terzi.

### Regolamentazione

### Decreto Legislativo n. 164/2000

Il Decreto Legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del

75728/A6

mercato del gas naturale, commisurati a una quota dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 61% (nel 2009/2010), per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti sia di importazione sia di produzione nazionale ai fini della vendita; (ii) al 50% per le vendite ai clienti finali. Le quote sono calcolate al netto dell'autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Il decreto prevede un meccanismo di verifica del rispetto delle quote. La verifica è effettuata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato a partire dalla chiusura del primo triennio di regolamentazione e, successivamente, su base annuale confrontando la quota media consuntivata da ciascun operatore nel triennio che si chiude con l'anno di verifica con la quota media consentita ai sensi del Decreto nello stesso periodo. Il 2009 chiude il sesto triennio di verifica del rispetto dei limiti alle immissioni in rete e il quinto triennio di verifica delle vendite ai clienti finali. La presenza di Eni nel mercato italiano è risultata entro i detti limiti.

### Delibera ARG/gas 64/09: Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi

L'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas con la delibera ARG/gas 64/09 ha raccolto le disposizioni relative all'attività di vendita nel mercato *retail* del gas e ha introdotto alcune novità.

Tra le principali novità si segnalano: la definizione di un valore unico nazionale per il corrispettivo dell'attività di vendita al dettaglio, con la contemporanea introduzione di una componente della tariffa di distribuzione finalizzata a ridurre l'impatto del corrispettivo per i clienti con bassi consumi; la progressiva riduzione dell'ambito dei clienti finali tutelati; l'introduzione, dal 1° ottobre 2009, di una nuova formula di calcolo, maggiormente semplificata, della componente a remunerazione dei costi di commercializzazione all'ingrosso.

### Delibera ARG/gas 159/08: Definiti i criteri tariffari per il periodo di regolazione 2009-2012 per il servizio di distribuzione e misura del gas e disposizioni transitorie per l'anno 2009

Con delibera ARG/gas 159/08 l'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas ha stabilito una nuova metodologia di determinazione dei ricavi per il servizio di distribuzione e misura del gas. A partire dal 1° luglio 2009 e per l'intero triennio di regolazione che scadrà nel 2012, tale delibera prevede il riconoscimento di un ammontare totale di ricavi di competenza per ciascun anno del periodo di regolazione. Tale ammontare, che coincide con un valore fissato in occasione dell'approvazione da parte dell'Autorità delle richieste tariffarie di distribuzione, è denominato "Vincolo dei Ricavi Totali" (VRT) e rappresenta la remunerazione massima riconosciuta dall'Autorità a ciascun operatore a copertura

dei costi sostenuti. La delibera dispone inoltre che ogni differenza, positiva o negativa, tra il VRT e i ricavi risultanti dalla fatturazione delle quantità effettivamente distribuite venga regolata attraverso un meccanismo di perequazione che prevede partite di credito o debito nei confronti della Cassa Conguaglio del settore elettrico. Per effetto della nuova modalità di determinazione dei ricavi, questi ultimi non sono più correlati alla stagionalità dei volumi erogati L'introduzione della nuova metodologia tariffaria non determina una riduzione dei ricavi complessivi su base annua.

# Legge 23 luglio 2009, n. 99 – Conversione in legge del DL "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"

Nell'ambito dei provvedimenti adottati per fronteggiare la crisi economica, il 26 giugno 2009 il Consiglio dei Ministri ha approvato il cosiddetto "Decreto anti-crisi" il cui articolo 3, relativo agli interventi mirati alla riduzione del costo dell'energia per imprese e famiglie, ha previsto per Eni l'obbligo di nuove vendite al punto di scambio virtuale (PSV) per complessivi 5 miliardi di metri cubi di gas nel periodo ottobre 2009 - settembre 2010 (cosiddetta "gas release"). In particolare il Decreto ha previsto che tali vendite fossero effettuate con procedure concorrenziali non discriminatorie (gare) secondo condizioni e modalità stabilite su proposta dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas. Il prezzo riconosciuto a Eni è stato fissato con Decreto dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), sempre su proposta dell'Autorità, tenendo conto dei prezzi medi dei mercati europei più rilevanti, nonché della struttura dei costi di approvvigionamento sostenuti da Eni. La differenza positiva tra il prezzo di vendita emerso dalla produtti di assegnazione dei volumi e quello fissato dal MSE EG è destinata a vantaggio dei clienti finali industriali che hanno evidenziato negli ultimi tre anni un elevato coefficiente di utilizzo nei prelievi gas secondo chiferi stabiliti dal MSE. Il Decreto ha previsto inoltre che l'AEIO entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore dovesse: (i) introdurre elementi di degressività nelle tariffe di trasporto per il periodo di regolazione 2010-2013; (ii) riformare la disciplina del bilanciamento adottando meccanismidi flessibilità a vantaggio di tutti i clienti finali compresi quelli industriali; (iii) promuovere l'offerta di servizi di punta e lo stoccaggio per i clienti industriali e termoelettrici.

Deliberazione ARG/gas 184/09 - Approvazione dei criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale e regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo 2010-2013

Con la deliberazione ARG/gas 184/09, pubblicata in data 2 dicembre 2009, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha definito i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto

e di misura del gas naturale sulla rete nazionale e regionale dei gasdotti per il terzo periodo di regolazione (1° gennaio 2010 – 31 dicembre 2013). L'Autorità ha inoltre fissato in 33,6 milioni di euro l'ammontare da riconoscere a Snam Rete Gas per i costi addizionali sostenuti nell'anno termico 2007-2008 per l'acquisto del gas combustibile utilizzato per l'alimentazione delle centrali di spinta.

La valutazione del capitale investito netto (RAB) è effettuata sulla base della metodologia del costo storico rivalutato. Il tasso di remunerazione (WACC) del capitale investito netto è stato fissato pari al 6,4% in termini reali prima delle imposte. Sono stati confermati gli incentivi ai nuovi investimenti, prevedendo una maggiore remunerazione rispetto al tasso base (WACC) variabile, in relazione alla tipologia di investimento, dall'1% al 3% e per un periodo da 5 a 15 anni. Gli ammortamenti delle infrastrutture di trasporto (metanodotti) sono calcolati sulla base di una vita economico-tecnica pari a 50 anni e vengono sottratti dal meccanismo del price cap. I costi operativi riconosciuti vengono determinati sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2008 e incrementati del 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel secondo periodo di regolazione. Il fuel gas viene è escluso dal meccanismo del price cap. La quota parte dei ricavi correlata ai volumi effettivamente trasportati viene determinata sulla base dei costi operativi riconosciuti e risulta pari a circa il 15% dei ricavi di riferimento.

### Terzo Pacchetto Energia: Direttiva 2009/73/CE

Nell'ambito del cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia" pubblicato nel corso del 2009, la Direttiva 2009/73/CE disciplina il mercato interno del gas naturale disponendo che gli stati membri, in cui il sistema di trasporto appartenga a un'impresa verticalmente integrata, siano te-

nuti a scegliere la modalità attraverso la quale garantire l'indipendenza del trasportatore.

I modelli di separazione tra cui optare sono:

- (i) separazione proprietaria, nelle forme alternative di:
- Ownership Unbundling (OU). Le società che detengono la proprietà delle reti e effettuano la gestione delle attività di trasporto sono proprietariamente separate dalle imprese verticalmente integrate che svolgono le attività di approvvigionamento/produzione e vendita;
- Independent System Operator (ISO). Le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti affidandone la gestione ad un soggetto terzo.
- (ii) separazione funzionale rafforzata:
- Independent Transmission Operator (ITO). Le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, purché garantiscano l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

### Investimenti tecnici

Nel 2009 gli investimenti tecnici di 1.686 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (1.479 milioni di euro); (ii) l'incremento della capacità di stoccaggio (282 milioni di euro); (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (278 milioni di euro); (iv) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (73 milioni di euro), in particolare presso il sito di Ferrara; (v) il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (32 milioni di euro).

Investiment/tecnici	:(mltonideerro): 2007:	2008	2009	- Var. ass.	Var, %
Italia	1.219	1.750	1.564	(186)	(10,6)
Estero	292	308	122	(186)	(60,4)
	1.511	2.058	1.686	(372)	(18,1)
Mercato	238	198	175	(23)	(11,6)
Mercato	63	91	102	11	12,1
Italia	13	16	12	(4)	(25,0)
Estero	50	75	90	15	20,0
Generazione elettrica	175	107	73	(34)	(31,8)
Business regolati Italia	1.031	1.627	1.479	(148)	(9,1)
Trasporto	691	1.130	919	(211)	(18,7)
Distribuzione	. 195	233	278	45	19,3
Stoccaggio	145	264	282	· 18	6,8
Trasporto internazionale	242	233	32	(201)	(86,3)
	1.511	2.058	1.686	(372)	(18,1)

Refining & Marketing

TOTAL TOTAL			
her (Chi			
van		this said	elf.
To See See See See See See See See See Se		1 33 ESE	
		and the same of th	
$\rightarrow$			
The state of the s			
rincipalkindicatori disperjormance			109
ticavidella gestione caratteristica (1)(b)	7 (miljoni diceur	6) 36349 45017 317 686 (988) (10	69 12 \
Julie operativo Julie operativo adjusted		292 580 1 (38	
Jule-netto adjusted	Andrews and the second	294 521 101	200
nvestimenti-tecnici			535 560
Sapitāle investīto netto adjusted a fine periodo <sup>(o)</sup> ROACE adjustēd <sup>(c)</sup>			2,6)
Lavorazioni in conto proprio	(milion) di tonnella	te) 37,15 35,84 34	55
Grado di conversione del sistema		(x) 56 58	60 7.4
Capacità bilanciata delle raffinerie Vendite: di prodotti petrolifettiete: buropa	Emiglälazdi Garilifgioti Emilioni dietomella		
yenatesanproeger:pervonariers:pasype Stazioni dissenzizionete Europa:a fino periodo <sup>(g)</sup> :	w/(nume		86
Erogato medio per stažioni di servizio tete Europa <sup>(a)</sup>	(migliaadidi		477
Dipendenti a fine periodo	<b>(hume</b>	The second secon	l ab
(a) A partire dal d'egennaio 2009 fini ha adottato le disposizioni dellifi la nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono scorporati	ric 13 "Programmi di fidelizzazione della clier dalla transazione principale in base al loro foi	ntela sche stabilisce che i pund premie attoriciti alla e involue e rilevati come ricavi quando kiviene a relativo	llente o
utilizzo, i periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.	and the second of the second	Nava i	
(d) Per la definizione e la metodologia di calcolo siveda di seguito il p (d) I dati relativi all'esercizio 2007 includono le attività downstream il	aragrafo "Return On Average Capital Employed	(RUACE)	

### Sviluppi di portafoglio e principali iniziative

- » Il 21 gennaio 2010 Eni ha definito l'accordo per l'acquisizione in Austria di attività downstream che comprendono una rete di distribuzione di carburanti di 135 impianti, attività extrarete (che includono 36 stazioni di proprietà di rivenditori a marchio Esso) nonché asset commerciali nel business avio e attività complementari di logistica e stoccaggio. La transazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità in materia di concorrenza.
- Continua il processo di riqualificazione della rete di distribuzione Eni volta al miglioramento del servizio e degli standard qualitativi dei punti vendita. Nel 2010 è stato avviato il processo di re-branding delle stazioni al marchio "eni", che sarà utilizzato per tutte le attività downstream oil&gas del Gruppo.

### Risultati finanziari

Nel 2009 il settore Refining & Marketing ha registrato una perdita netta *adjusted* di 197 milioni di euro con un peggioramento di 718 milioni di euro rispetto al 2008 (che ha chiuso con l'utile di 521 milioni di euro) per effetto della significativa flessione operati-

va, causata dal calo dei margini di raffinazione in un contesto di fondamentali deboli del settore, nonché della riduzione dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

- Il ROACE adjusted è stato del -2,6%, in flessione rispetto al 2008 (6,5%).
- > Sono stati investiti 635 milioni di euro per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa.
- L'obiettivo di medio termine è il recupero di redditività attraverso il rafforzamento del sistema di raffinazione e il consolidamento della leadership nel mercato italiano rete e della posizione di mercato nelle aree sinergiche dell'Europa.

### Risultati operativi

- Nel 2009 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 34,55 milioni di tonnellate con una riduzione del 3,6% rispetto al 2008. In Italia la riduzione delle lavorazioni in conto proprio (-3,3%) riflette essenzialmente scelte operative di bilanciamento dovute allo scenario sfavorevole. All'estero la flessione delle lavorazioni presso la raffineria in Repubblica Ceca è dovuta al minore utilizzo degli impianti connesso al calo della domanda.
- > La quota di mercato rete in Italia è del 31,5% con un incremento di 0,9 punti percentuali rispetto al 2008 per effetto della campagna di fidelizzazione You&Agip, delle politiche commerciali e di *pricing* attuate nel corso dell'anno (in particolare si segnala il successo della modalità di vendita "Iperself"), e del convenzionamento di nuovi punti vendita. A fronte di una sostanziale tenuta dei consumi nazionali (-0,6%) le vendite rete di 9,03 milioni di tonnellate hanno registrato un aumento del 2,5% per effetto essenzialmente delle maggiori vendite di gasolio e GPL.
- > Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (circa 2,99 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 230 mila tonnellate, pari al 7,1%, a causa della flessione della domanda di carburanti in particolare in Europa Orientale.
- Nel 2009 sono stati aperti/ristrutturati 53 outlet per la fornitura di prodotti e servizi non oil su altrettante stazioni di servizio della rete italiana. Escludendo il risultato delle attività downstream in Penisola Iberica cedute nell'ottobre 2008, il fatturato non oil della rete europea è stato di 147 milioni di euro, in crescita del 2,4% rispetto al 2008.

# Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2009 sono state acquistate 67,40 milioni di tonnellate di petrolio (57,91 milioni nel 2008), di cui 32,75 milioni dal settore Exploration & Production, 14,94 milioni sul mercato spot e 19,71 milioni dai Paesi produttori con

contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 25% dall'Africa Occidentale, 19% dai Paesi della Russia europea e asiatica, 15% dal Medio Oriente, 13% dall'Africa Settentrionale, 11% dal Mare del Nord, 4% dall'Italia e 13% da altre aree.

Greggi equity					
Produzione Eni estero	27,47	26,14	29,84	3,70	14,2
Produzione Eni nazionale	4,10	3,57	2,91	(0,66)	(18,5)
	31,57	29,71	32,75	3,04	10,2
Altri greggi					
Acquisti spot	11,34	12,09	14,94	2,85	23,6
Contratti a termine	16,65	16,11	19,71	3,60	22,3
	27,99	28,20	34,65	6,45	22,9
Totale acquisti di greggi	59,56	57,91	67,40	9,49	16,4
Acquisti di semilavorati	3,59	3,39	2,92	(0,47)	(13,9)
Acquisti di prodotti	16,14	17,42	13,98	(3,44)	(19,7)
TOTALE ACQUISTI	79,29	78,72	84,30	5,58	7,1
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,13)	(1,00)	(0,96)	0,04	4,0
Altre variazioni (a)	(2,19)	(1,04)	(1,64)	(0,60)	(57,7)
	75,97	76,68	81,70	5,02	6,5

<sup>(</sup>a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

75728 U80

Sono state commercializzate 36,11 milioni di tonnellate di petrolio, in netto aumento rispetto al 2008 (+38,9%) per effetto principalmente delle maggiori attività di trading. Sono state acquistate 2,92 milioni di tonnellate di semilavorati (3,39 milioni nel 2008) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 13,98 milioni di tonnellate di prodotti (17,42 milioni nel 2008) destinati alla vendita sui mercati esteri (10,10 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (3,88 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

#### Raffinazione

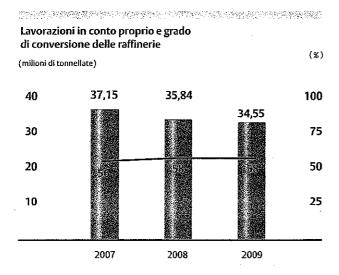
Nel 2009 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (34,55 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,29 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 3,6%. In Italia sono state registrate minori lavorazioni di circa 990 mila di tonnellate (-3,3%), in particolare sulla Raffineria di Gela per effetto principalmente del prolungamento delle fermate per

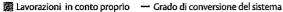
manutenzioni programmate, nonché su Livorno e Taranto in relazione alle scelte operative di bilanciamento dovute allo scenario sfavorevole e all'andamento della domanda di prodotti.

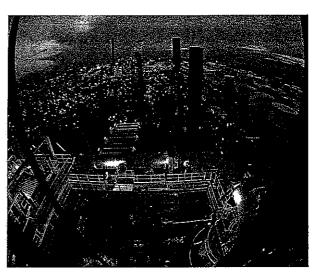
All'estero la flessione di circa 300 mila tonnellate delle lavorazioni ha riguardato principalmente la raffineria in Repubblica Ceca e il polo di raffinazione in Germania a seguito del minore utilizzo degli impianti, connesso al calo della domanda, e della ristrutturazione del sito di Ingolstadt in Germania.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 24,02 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,57 milioni di tonnellate (-6,1%) rispetto al 2008 per effetto delle minori lavorazioni in conto terzi presso le raffinerie di Venezia e Sannazzaro conseguente alla cessazione a fine 2008 del contratto di lavorazione Tamoil. Il 16,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in diminuzione di 5,2 punti percentuali rispetto al 2008 (21,5%), equivalenti a un minor volume di circa 1,87 milioni di tonnellate.

ALIA					
vorazioni sulle raffinerie di proprietà	27,79	25,59	24,02	(1,57)	(6,1)
vorazioni in conto terzi	(1,76)	(1,37)	(0,49)	0,88	64,2
vorazioni sulle raffinerie di terzi	6,42	6,17	5,87	(0,30)	(4,9)
avorazioni in conto proprio	32,45	30,39	29,40	(0,99)	(3,3)
onsumi e perdite	(1,63)	(1,61)	(1,60)	0,01	0,6
rodotti disponibili da lavorazioni	30,82	28,78	27,80	(0,98)	(3,4)
cquisti prodotti finiti e variazioni scorte	2,16	2,56	3,73	1,17	45,7
rodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(3,80)	(1,42)	(3,89)	(2,47)	
onsumi per produzione di energia elettrica	(1,13)	(1,00)	(0,96)	0,04	1.10
rodotti venduti	28,05	28,92	26,68	(2,24)	、一方的象
STERO					165
avorazioni in conto proprio	4,70	5,45	5,15	(0,30)	1155
Consumi e perdite	(0,31)	(0,25)	(0,25)		Water Same
Prodotti disponibili da lavorazioni	4,39	5,20	4,90	(0,30)	(5.8)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	13,91	15,14	10,12	(5,02)	(33,2)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	3,80	1,42	3,89	2,47	-
Prodotti venduti	22,10	21,76	18,91	(2,85)	(13,1)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	37,15	35,84	34,55	(1,29)	(3,6)
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	9,29	6,98	5,11	(1,87)	(26,8)
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	50,15	50,68	45,59	(5,09)	(10,0)
Vendite di greggi	25,82	26,00	36,11	10,11	38,9
TOTALE VENDITE	75,97	76,68	81,70	5,02	6,5







Italia (Sannazzaro de' Burgondi) - raffineria.

## Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2009, escludendo l'impatto della cessione nel 2008 delle attività di distribuzione nella Penisola Iberica (-1,52 milioni di tonnellate), le vendite di prodotti petroliferi

(45,59 milioni di tonnellate) sono diminuite di 3,57 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 7,3%, a causa principalmente dei minori volumi venduti sul mercato extrarete in Italia e all'estero.

Vendite deprodotte petrolifere in Italia					
eall/estero (in	filian ditamellate) 2007	Zuus	2009	Vaciass.	, var &
Rete	8,62	8,81	9,03	0,22	2,5
Extrarete	11,09	11,15	9,56	(1,59)	(14,3)
Petrolchimica	1,93	1,70	1,33	(0,37)	(21,8)
Altre vendite	6,41	7,26	6,76	(0,50)	(6,9)
Vendite in Italia	28,05	28,92	26,68	(2,24)	(7,7)
Rete resto d'Europa	3,18	3,22	2,99	(0,23)	(7,1)
Extrarete resto d'Europa	3,20	3,94	3,66	(0,28)	(7,1)
Extrarete altro estero	0,57	0,56	0,41	(0,15)	(26,8)
Altre vendite	13,11	12,52	11,85	(0,67)	(5,4)
Vendite all'estero	20,06	20,24	18,91	(1,33)	(6,6)
	48,11	49,16	45,59	(3,57)	(7,3)
Penisola Iberica	2,04	1,52	_	(1,52)	••
di cui: Rete	0,85	0,64		(0,64)	
Extrarete	1,19	0,88		(0,88)	••
TOTALE VENDITE	50,15	50,68	45,59	(5,09)	(10,0)

#### Vendite rete Italia

Nel 2009, a fronte di una sostanziale tenuta dei consumi nazionali, le vendite sulla rete in Italia (9,03 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 220 mila tonnellate, pari al 2,5%, per effetto essenzialmente della campagna di fidelizzazione "You&Agip", delle politiche commerciali e di *pricing* attuate nel corso dell'anno, con particolare riferimento al successo riscosso dall'iniziativa "Iperself", e dell'apertura/convenzionamento di nuovi punti vendita. Tali azioni hanno sostenuto l'incremento di 0,9 punti percentuali della quota di mercato dal 30,6% al 31 dicembre 2008 al 31,5% del 2009. Le maggiori vendite hanno riguardato essenzialmente il gasolio e il

GPL, a fronte di vendite della benzina in lieve flessione.

Al 31 dicembre 2009 la rete di distribuzione in Italia era costituita da 4.474 stazioni di servizio con un incremento di 65 unità rispetto al 31 dicembre 2008 (4.409 stazioni di servizio) per effetto: (i) del saldo positivo tra stipule/ risoluzioni di contratti di convenzionamento (90 unità); (ii) dell'apertura di nuove stazioni di servizio (7 unità), parzialmente compensata dalla chiusura di impianti a basso erogato (24 unità) e dal mancato rinnovo di 8 concessioni autostradali. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (2.482 mila litri) ha registrato un aumento di 13 mila litri rispetto al 2008.

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
talia		19,71	19,96	18,59	(1,37)	(6,9)
/endite rete		8,62	8,81	9,03	0,22	2,5
Benzina		3,19	3,11	3,05	(0,06)	(1,9)
Gasolio		5,25	5,50	5,74	0,24	4,4
GPL	·	0,17	0,19	0,22	0,03	15,8
Altri prodotti		0,01	0,01	0,02	0,01	100,0
Vendite extrarete		11,09	11,15	9,56	(1,59)	(14,3)
Gasolio		4,42	4,52	4,30	(0,22)	(4,9)
Oli combustibili		0,95	0,85	0,72	(0,13)	(15,3)
		0,37	0,38	0,35	(0,03)	(7,9)
GPL		0,15	0,15	0,12	(0,03)	(20,0)
Benzina		0,13	0,12	0,09	(0,03)	(25,0)
Lubrificanti		1,58	1,70	1,38	(0,32)	(18,8)
Bunker		3,49	3,43	2,60	(0,83)	(24,2)
Altri prodotti						
Estero (rete + extrarete)		8,99	7,72	7,06	(0,66)	(8,5)
Benzine		2,29	2,12	1,89	(0,23)	(10,8)
Gasolio		5,16	3,80	3,54	(0,26)	(6,8)
Jet fuel		0,38	0,47	0,35	(0,12)	(25,5)
Oli combustibili		0,25	0,23	0,28	0,05	21,7
Lubrificanti		0,09	0,11	0,10	(0,01)	(9,1)
GPL		0,49	0,52	0,50	(0,02)	(3,8)
Altri prodotti		0,33	0,47	0,40	(0,07)	(14,9)
		28,70	27,68	25,65	(2,03)	(7,3)
Penisola Iberica		2,04	1,52	_	(1,52)	••
Totale		30,74	29,20	25,65	(3,55)	(12,2)

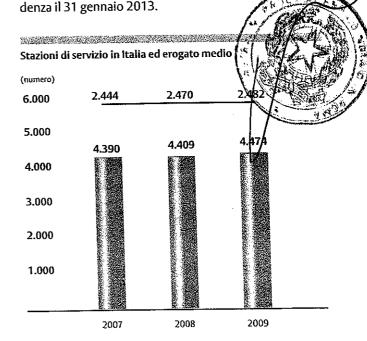
Nel 2009 le vendite di carburanti della linea Blu – carburanti a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale – hanno beneficiato di un livello di prezzi inferiori al 2008 registrando vendite pressoché stabili grazie anche a specifiche azioni di *marketing* e fidelizzazione attuate nel corso dell'anno.

In particolare le vendite di BluDiesel e BluDieselTech sono state di circa 600 mila tonnellate (720 milioni di litri) e hanno rappresentato il 10,5% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2009 le stazioni di servizio che hanno commercializzato BluDiesel sono 4.104 (4.095 a fine 2008) pari a circa il 92% del totale. Le vendite di BluSuper sono state di circa 82 mila tonnellate (110 milioni di litri) sostanzialmente invariate rispetto al 2008 e sono pari al 2,7% dei volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2009 le stazioni di servizio che hanno commercializzato BluSuper sono 2.679 (2.631 a fine 2008), pari a circa il 60% del totale.

Nel 2009 si è conclusa con successo l'iniziativa promozionale "You&Agip", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel marzo 2007 con durata triennale. Nell'ambito del programma le fidelity card che nel corso dell'anno hanno effettuato almeno una transazione sono, al 31 dicembre 2009, circa 5,4 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 3,1 milioni. Il volume venduto in funzione dell'accumulo punti con

le card è stato di oltre il 45% dell'erogato delle stazioni di servizio aderenti all'iniziativa, corrispondente a circa il 44% dell'erogato complessivo della rete.

Nel febbraio 2010 è stata lanciata la nuova campagna promozionale "you&eni" di durata triennale e consciuli di durata di



腦 Impianti — Erogato medio (migliaia di litri)

#### Vendite rete resto d'Europa

Nel 2009, escludendo l'effetto della cessione a Galp delle attività downstream in Penisola Iberica (-0,64 milioni di tonnellate), le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa di 2,99 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 230 mila tonnellate, pari al 7,1%, principalmente in Germania ed Europa Orientale a causa della contrazione della domanda di carburanti.

Al 31 dicembre 2009 la rete di distribuzione nel resto d'Europa era costituita da 1.512 stazioni di servizio con una diminuzione di 35 unità rispetto al 31 dicembre 2008 (1.547 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 32 impianti a basso erogato; (ii) il saldo negativo di 32 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con decrementi in Germania e variazioni positive in Ungheria; (iii) l'acquisto di 21 impianti, in particolare in Romania; (iv) l'apertura di 8 nuove unità.

L'erogato medio (2.461 mila litri) è in flessione rispetto al 2008 di circa 116 mila litri.

#### Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Nel 2009 le vendite extrarete in Italia (9,56 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,59 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 14,3%, essenzialmente per effetto della recessione economica che ha determinato un calo nella domanda di prodotti da parte dell'industria (in particolare avio, bunkeraggi marittimi e olii combustibili destinati al settore termoelettrico), nonché la flessione dei consumi di gasolio.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (3,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 280 mila tonnellate, pari al 7,1%, (al netto delle cessioni in Penisola Iberica),

g Jakita i A

essenzialmente in Germania, Repubblica Ceca e Svizzera per effetto della contrazione dei consumi, in particolare di gasolio riscaldamento.

Le vendite al settore Petrolchimica (1,33 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 370 mila tonnellate per le minori forniture di *feedstock* in relazione alla contrazione della domanda.

Le altre vendite (18,61 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,17 milioni di tonnellate, pari al 5,9%, per effetto essenzialmente della flessione dei volumi venduti a trader e società petrolifere, nonché delle minori attività sul cargo market, anche per effetto delle minori lavorazioni.

### Investimenti tecnici

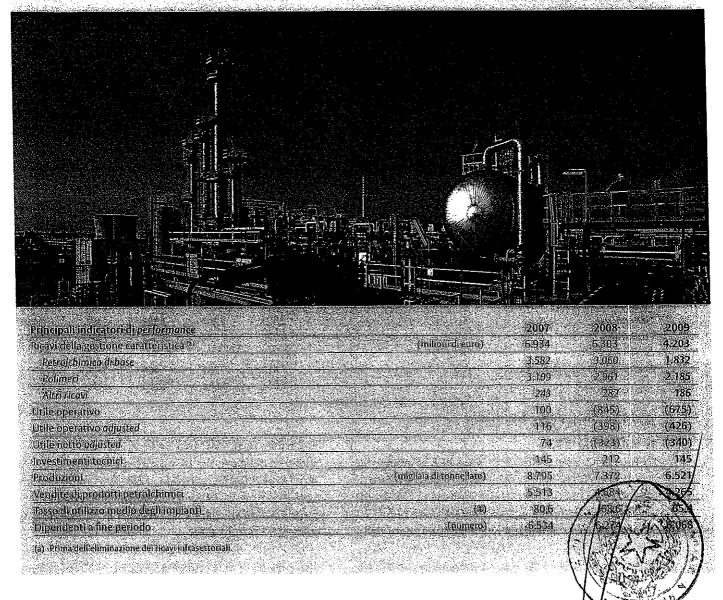
Nel 2009 gli investimenti tecnici del settore di 635 milioni di euro hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia (436 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, tra cui la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro e di due nuove unità di hydrocracking presso le raffinerie di Sannazzaro (in marcia da luglio) e Taranto (previsto in avviamento nel 2010), nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e dell'attività di extrarete e GPL (118 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (54 milioni di euro).

Complessivamente gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 78 milioni di euro.

lovestimenti tecnici	(milionidicuto): 2007	2008	2009	Var ass.	Var %
Italia	873	850	581	(269)	(31,6)
Estero	106	115	54	(61)	(53,0)
	979	965	635	(330)	(34,2)
Raffinazione, supply e logistica	675	630	436	(194)	(30,8)
Italia	675	630	436	(194)	(30,8)
Marketing	282	298	172	(126)	(42,3)
Italia	176	183	118	(65)	(35,5)
Estero	106	115	54	(61)	(53,0)
Altre Attività	22	37	27	(10)	(27,0)
	979	965	635	(330)	(34,2)

75728 /184

# Petrolchimica



> Il settore ha registrato una perdita netta adjusted di 340 milioni di euro con peggioramento di 17 milioni rispetto al 2003, dovuto al perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo ed elevata pressione competitiva.

Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.265 mila tonnellate sono diminuite di 419 mila tonnellate risbetto al 2008 (-8,9%) per effetto del calo della domanda dei prodotti, in particolare nel settore automotive, a seguito della recessione economica.

Le produzioni di 6.521 mila tonnellate sono diminuite di 851 mila tonnellate (-11,5%) per effetto della forte contrazione della domanda in tutti i business.

## Vendite – produzioni – prezzi

Nel 2009 le vendite (4.265 mila tonnellate) si sono ridotte di 419 mila tonnellate (-8,9%) per effetto della generale debolezza del mercato per i primi nove mesi del 2009 con una leggera ripresa della domanda dei polimeri nell'ultimo trimestre.

Le produzioni (6.521 mila tonnellate) hanno registrato una riduzione di 851 mila tonnellate rispetto al 2008, pari all'11,5%, in tutte le aree di business. Il generalizzato calo della domanda nel comparto chimico ed in particolare nelle commodities ha determinato fermate straordinarie di alcuni impianti per limitare l'eccesso di stoccaggio. In particolare, la riduzione maggiore si è verificata a Porto Torres (-51%), come conseguenza della fermata dell'impianto di fenolo da inizio anno e marcia a carico ridotto per esigenze commerciali.

La capacità produttiva nominale si è ridotta del 3,3% rispetto al 2008, per la fermata del *cracker* di Gela e per la fermata dell'impianto di fenolo di Porto Torres. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è passato dal 68,6% al 65,4% per effetto della contrazione delle quantità prodotte.

I prezzi unitari medi di vendita sono diminuiti di circa il 26%. Le riduzioni più consistenti si sono registrate nei prezzi medi dei principali prodotti petrolchimici (-35% nelle olefine), per l'impatto negativo dello scenario petrolifero con la virgin nafta in calo del 32,3% rispetto al 2008. I prezzi unitari medi dei polimeri ed in particolare degli elastomeri (-17%) si sono ridotti in misura minore, per effetto della maggiore inerzia ad adeguarsi allo scenario petrolifero e di previsti aumenti per il nuovo anno.

Dispanibilită di prodotti	(migliaia di tonnellare) 2007	2008	2009	Var ass	Var %
Petrolchimica di base	6.274	5.110	4.350	(760)	(14,9)
Polimeri	2.521	2.262	2.171	(91)	(4,0)
Produzioni	8.795	7.372	6.521	(851)	(11,5)
Consumi e perdite	(4.099)	(3.539)	(2.701)	838	(23,7)
Acquisti e variazioni rimanenze	816	851	445	(406)	(47,7)
	5.513	4.684	4.265	(419)	(8,9)

## Andamento per business

#### Petroichimica di Base

I ricavi della petrolchimica di base (1.832 milioni di euro) sono diminuiti di 1.228 milioni di euro rispetto al 2008 (-40,1%), in tutti i principali business per effetto di una sensibile riduzione dei prezzi medi unitari (dal -25 al -35%) correlati all'andamento delle quotazioni delle principali materie prime petrolifere, ed in misura minore per la contrazione dei volumi venduti. In particolare i volumi venduti di olefine ed aromatici si sono ridotti rispettivamente dell'8% e del 10,5%, nonostante il recupero registrato nell'ultimo trimestre.

Le vendite di intermedi sono diminuite del 34% per mancanza di prodotto per la fermata dell'impianto di Porto Torres a seguito del peggioramento dello scenario.

Le produzioni della petrolchimica di base (4.350 mila tonnellate) sono diminuite di 760 mila tonnellate rispetto al 2008 (-14,9%) rispetto al 2008, per effetto del calo della domanda di monomeri.

#### Polimeri

I ricavi dei polimeri (2.185 milioni di euro) sono diminuiti di 776 milioni di euro rispetto al 2008 (-26,2%), principalmente per effetto della riduzione dei prezzi.

I volumi venduti di polietilene sono diminuiti dell'1,3% nonostante la leggera ripresa della domanda registrata negli ultimi mesi dell'anno. Le vendite di polimeri stire-

nici hanno registrato una performance stabile, con un aumento delle vendite di polistirolo compatto del 2,5% rispetto al 2008. Permangono in calo i volumi di vendita degli elastomeri (-7%), per la maggior presenza nei settori industriali più colpiti dalla recessione economica (in particolare settore auto).

Le produzioni dei polimeri (2.171 mila tonnellate) sono diminuite di 91 mila tonnellate rispetto al 2008 (-4%), in linea con l'andamento delle vendite. I volumi prodotti di stirenici e di polietilene si sono ridotti del 3%, per effetto essenzialmente della fermata di Porto Torres. Le produzioni degli elastomeri sono diminuite dell'8,8%, per effetto delle fermate di impianti, principalmente nei primi mesi del 2009, a causa del calo della domanda industriale, in particolare nel settore automotive.

#### Investimenti tecnici

Nel 2009 gli investimenti tecnici di 145 milioni di euro (212 milioni di euro nel 2008) hanno riguardato in particolare interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (58 milioni di euro), interventi di manutenzione straordinaria (28 milioni di euro), interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di Legge in tema di salute e sicurezza (28 milioni di euro) e interventi di mantenimento e di razionalizzazione (20 milioni di euro).

Ingegneria & Costruzioni

			54				
		;					
			MATA SEE				
				₹.			
enneipalrindicatoridi pedom	iance				2007	2008	2009
icavi della gestione caratterisi	(ca <sup>(q)</sup>			(milionEdicuro)	81678	9,177 1,745	9.664
Uille operativo Etile operativo adjusted	er en		47.274.00		840	1041	1.120
Utile netro adjustea					658	164	892
hivestiment hiernici				(%)	3,410 S	168	1.630 15.4
ROBGE odinsted <sup>(6)</sup> Ordineacquisiti	Company of the Compan			(milioni di euro)	11/845	15 860	9,917
				(milionidi euro)	15,390	19405	18,730
Borrafoglio ordijn a ûnezperioo Dipendentia fine periodo!	10			(numero)	33.111	35629	35,969

L'utile netto adjusted di 892 milioni di euro è aumentato di 108 milioni di euro rispetto al 2008 (+13,8%) del redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero.

- L'utile operativo di 881 milioni di euro è diminuito di 164 milioni di euro rispetto al 2008 (-15,7%) esclusiva mente per effetto dell'onere non ricorrente, rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro, relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA, della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSK, di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi Contenziosi" delle note al Bilancio consolidato. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni, in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.
- > Il ROACE adjusted è pari al 15,4% nel 2009, in diminuzione rispetto al 2008 (16,8%).
- › Gli ordini acquisiti di 9.917 milioni di euro sono diminuiti di 3.943 milioni di euro rispetto al 2008 (-28,4%) in particolare nelle attività onshore e perforazioni terra.
- > Il portafoglio ordini di 18.730 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (19.105 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda principalmente progetti in Africa Settentrionale (30%), Africa Occidentale (15%) e Resto d'Europa (13%).
- › Gli investimenti tecnici di 1.630 milioni di euro diminuiscono di 397 milioni di euro rispetto al 2008 (-19,6%) e riguardano essenzialmente l'upgrading della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione.

## Attività dell'anno

Tra le principali acquisizioni del 2009 si segnalano:

- il contratto EPC per conto della joint venture tra Eni e Sonatrach per la realizzazione di un impianto per il trattamento del gas proveniente dal giacimento onshore Menzel Ledjmet e degli sviluppi futuri dei campi del CAFC (Central Area Field Complex) in Algeria;
- il contratto per conto di Agip KCO, nell'ambito dello sviluppo del giacimento Kashagan per la realizzazione di lavori di connessione e messa in opera delle strutture a mare e attività presso il cantiere di Kuryk in Kazakhstan;
- il contratto per conto di Eni per la conversione di una petroliera in un impianto di produzione galleggiante FPSO (Floating Production Storage and Offloading) avente una capacità di stoccaggio di 700.000 barili e una capacità produttiva di 12.000 barili/giorno;
- il contratto EPC per conto di Sonatrach per la realizzazione del gasdotto GK3 di circa 350 chilometri, che collegherà diverse località situate nella regione nordorientale dell'Algeria;
- il contratto EPC per conto di ESSO Exploration Angola per lo sviluppo dei giacimenti Kizomba Satellites situati al largo delle coste angolane. In particolare il progetto

- assicurerà il collegamento dei giacimenti di Mavacola e Clochas ai mezzi di produzione galleggiante (FPSO);
- il contratto EPC per conto di Qafco per la realizzazione di un nuovo impianto per la produzione di urea nella città di Mesaieed, in Qatar;
- il contratto per conto di Esso Highlands Ltd, per la posa a mare del gasdotto PNG LNG EPC2 di 407 chilometri, in Papua Nuova Guinea;
- il contratto EPIC per conto di Premier Oil Natura Sea B.V per la realizzazione di due piattaforme e delle relative infrastrutture presso il campo offshore di Gajah Baru, al largo delle coste dell'Indonesia;
- il contratto EPC per conto di Sonatrach per la realizzazione del terminale marittimo destinato all'esportazione dei prodotti del futuro impianto di ammonia/urea di Arzew, in Algeria.

Gli ordini acquisiti (9.917 milioni di euro) hanno riguardato per il 79% lavori da realizzare all'estero e per il 32% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2009 è di 18.730 milioni di euro (19.105 milioni di euro al 31 dicembre 2008); il 93% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 22% lavori assegnati da imprese di Eni.

Ordini acquisiti	11.845	13.860	9.917	(3.943)	(28,4)
Offshore	3,496	4.381	5.089	708	16,2
Onshore	6.070 <sup>(a)</sup>	7.522	3.665	(3.857)	(51,3)
Perforazioni mare	1.644	760	585	(175)	(23,0)
Perforazioni terra	635	1.197	578	(619)	(51,7)
di cui:					
行 <b>Eni</b> ( )	1.923	540	3.147	2.607	
,- Terzi	9.922	13.320	6.770	(6.550)	(49,2)
di cuti de la companya di cuti de la comp					
- Italia 🚕 💮 🔧	574	831	2.081	1.250	
- Estero	11.271	13.029	7.836	(5.193)	(39,9)

(a) Al netto della cessione di Haldor Topsøe AS e Camom SA per un ammontare complessivo pari a 181 milioni di euro.

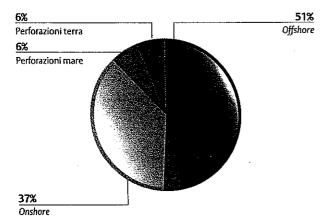
Portafoglio ordini	15.390	19.105	18.730	(375)	(2,0)
Offshore	4.215	4.682	5.430	748	16,0
Onshore	7.003 <sup>(a)</sup>	9.201	8.035	(1.166)	(12,7)
Perforazioni mare	3.471	3.759	3.778	19	0,5
Perforazioni terra	701	1.463	1.487	24	1,6
di cui:					
- Eni	3.399	2.547	4.103	1.556	61,1
- Terzi	11.991	16.558	14.627	(1.931)	(11,7)
di cui:					
- Italia	799	435	1.341	906	
- Estero	14.591	18.670	17.839	(831)	(4,5)

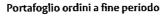
<sup>(</sup>a) Al netto della cessione di Haldor Topsøe AS e Camom SA per un ammontare complessivo parì a 181 milioni di euro.

75728 从8

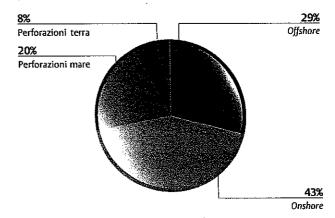
#### Ordini acquisiti a fine periodo

(9.917 milioni di euro)





(18.730 milioni di euro)



## Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nell'anno di 1.630 milioni di euro hanno riguardato:

- (i) Offshore: l'acquisto del lay barge Acergy Piper rinominato Castoro Sette, la realizzazione di un nuovo pipelayer, del field development ship FDS2 per acque profonde, la costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia e le attività di conversione di una petroliera in un'unità FPSO;
- (ii) Perforazione mare: l'allestimento delle due piattaforme semisommergibili Scarabeo 8 e 9, della nave di perforazione per acque ultraprofonde Saipem 12000 e del jack up Perro Negro 6;
- (iii) Perforazione terra: la realizzazione/potenziamento di strutture operative;
- (iv) Onshore: il mantenimento e l'upgrading dell'asset base.

Offshore	566	741	691	(50)	(6,7
Onshore	. 76	48	19	(29)	(60,4
Perforazioni mare	478	785	706	(79)	(101
Perforazioni terra	266	424	188	(23 <b>/3</b> )	(15.7
Altri investimenti	24	29	26	/( <b>3</b> ) <sup>2</sup> 2	\$ (h.o.3
	1.410	2.027	1.630	(B9#)	/196

# Commento ai risultati economico-finanziari

#### CONTO ECONOMICO

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
87.204	Ricavi della gestione caratteristica (a)	108.082	83.227	(24.855)	(23,0)
833	Altri ricavi e proventi	728	1.118	390	53,6
(61.933)	Costi operativi	(80.354)	(62.532)	17.822	22,2
(8)	di cui: (oneri) proventi non ricorrenti	21	(250)	(271)	
(129)	Altri proventi e oneri operativi (b)	(124)	55	179	
(7.236)	Ammortamenti e svalutazioni	(9.815)	(9.813)	2	••
18.739	Utile operativo	18.517	12,055	(6.462)	(34,9)
46	Proventi (oneri) finanziari netti	(640)	(551)	89	13,9
1.243	Proventi netti su partecipazioni	1.373	569	(804)	(58,6)
20.028	Utile prima delle imposte	19.250	12.073	(7.177)	(37,3)
(9.219)	Imposte sul reddito	(9.692)	(6.756)	2.936	30,3
46,0	Tax rate (%)	50,3	56,0	5,7	
10.809	Utile netto	9.558	5.317	(4.241)	(44,4)
	di cui:				
10.011	- utile netto di competenza Eni	8.825	4.367	(4.458)	(50,5)
798	- utile netto di terzi azionisti	733	950	217	29,6

<sup>(</sup>a) A partire dal 1° gennaio 2009 Eni ha adottato le disposizioni dell'IFRIC13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che stabilisce che i punti premio attribuiti alla clientela nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono scorporati dalla transazione principale in base al loro fair value e rilevati come ricavi quando avviene il relativo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

#### Utile netto

Nel 2009 Eni ha conseguito l'utile netto di competenza di 4.367 milioni/di euro con una riduzione di 4.458 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 50,5%, dovuta alla flessione della performance operativa di 6.462 milioni di euro (-34,9%) a causa del peggioramento dello scenario petrolifero registrato nei primi nove mesi, il cui impatto è stato parzialmente attenuato dalla circostanza che nel quarto trimestre 2008 furono rilevate svalutazioni delle scorte di petrolio e prodotti di 2,35 miliardi di euro in concomitanza con il punto di minimo toccato allora

dallo scenario energetico. Alla riduzione dell'utile netto hanno contribuito i minori risultati delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto e l'incremento del tax rate di Gruppo dal 50,3% al 56% (+5,7 punti percentuali) per effetto di modifiche normative che hanno riguardato le imposte correnti in Italia e all'estero e di oneri fiscalmente non riconosciuti, nonché la rilevazione nel 2008 di proventi d'imposta per 733 milioni di euro relativi all'adeguamento della fiscalità differita per le imprese italiane e alcune imprese estere in relazione a modifiche del quadro normativo.

<sup>(</sup>b) Dall'esercizio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su commodity, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Nella configurazione adjusted dell'utile operativo e dell'utile netto è mantenuta la sola componente realizzata rispettivamente al lordo e al netto del relativo effetto fiscale. Corrispondentemente sono rideterminati i dati del periodo di confronto.

#### Utile netto adjusted

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
10.011	Utile netto di competenza Eni	8.825	4.367	(4.458)	(50,5)
(499)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	723	(191)	(914)	
57	Esclusione special item	616	1.031	415	
	di cui:				
35	- oneri (proventi) non ricorrenti	(21)	250	271	
22	- altri special item	637	781	144	
9.569	Utile netto adjusted di competenza Eni (a)	10.164	5.207	(4.957)	(48,8)

<sup>(</sup>a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto adjusted che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

L'utile netto adjusted di competenza Eni di 5.207 milioni di euro è diminuito di 4.957 milioni di euro rispetto al 2008 (-48,8%). L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 191 milioni di euro e gli special item costituiti da oneri netti di 1.031 milioni di euro, con un effetto complessivo di 840 milioni di euro.

Gli special item si riferiscono agli esiti dei test di valutazione di proprietà oil&gas, impianti di raffinazione e marketing, goodwill rilevato in connessione ad asset commerciali nel settore Refining & Marketing e complessi petrolchimici (1.395 milioni di euro al lordo della fiscalità), oneri ambientali (298 milioni di euro) e accantonamenti operativi (378 milioni di euro) tra i quali quello dell'onere non ricorrente rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio

TSKI di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere, benché attribuito al settore ingegneria & Costruzioni in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati da plusvalenze su cessione di asset oil&gas al partner Suez (277 milioni di euro), proventi connessi alla componente valutativa positiva degli strumenti derivati su commodity non efficace per la copertura (287 milioni di euro), nonché proventi determinati dalla rilevazione di imposte differite attive e da modifiche al regime di deducibilità dell'IRAP dall'imposta sul reddite delle società italiane (222 milioni di euro).

L'analisi dell'utile netto adjusted per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ess.	a∳Vars%
6.328	Exploration & Production	7.900	3.878	(4.022)	, (50,9)
3.127	Gas & Power	2.648	2.916	<b>2</b> 68	10.1
294	Refining & Marketing	521	(197)	(718)	
74	Petrolchimica	(323)	(340)	(17)	(5,3)
658	Ingegneria & Costruzioni	784	892	08/	13,8
(210)	Altre attività	(279)	(245)	34	12,2
(62)	Corporate e società finanziarie	(532)	(744)	(212)	(39,8)
(16)	Effetto eliminazione utili interni (a)	76	(3)	(79)	**
10.193		10.795	6.157	(4.638)	(43,0)
	di cui:				
624	Utile netto adjusted di terzi azionisti	631	950	319	50,6
9.569	Utile netto adjusted di competenza Eni	10.164	5.207	(4.957)	(48,8)

<sup>(</sup>a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

La riduzione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stata determinata dal calo dell'utile netto *adjusted* registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (-4.022 milioni di euro; -50,9%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-7.738 milioni di euro, pari al 44,9%) dovuto principalmente alla flessione del prezzo di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-32,2% e -29,8% rispettivamente) e alla minore produzione venduta (-9,2 milioni di boe, pari all'1,5%), parzialmente compensato dall'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-5,3%). In aumento il *tax rate* da 55,9% al 60%;
- Refining & Marketing (-718 milioni di euro) che ha conseguito una perdita netta di 197 milioni di euro rispetto ad un utile netto di 521 milioni di euro conseguito nel 2008, per effetto della significativa flessione operativa (perdita operativa adjusted di 357 milioni di euro con un peggioramento di 937 milioni di euro rispetto al 2008) a causa del rilevante calo del margine di raffinazione dovuto all'andamento negativo dello scenario;
- Petrolchimica il settore ha continuato a registrare perdite sia a livello operativo sia di netto (rispettivamente -426 milioni di euro e -340 milioni di euro) per effetto del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo, eccesso di capacità ed elevata pressione competitiva. Le perdite sono sostanzialmente in linea con il 2008.

Tali flessioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dell'utile netto adjusted dei settori:

– Gas & Power (+268 milioni di euro; +10,1%) per effetto della migliore performance operativa dell'attività Mercato (#412 milioni di euro). L'incremento operativo ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su commodity non considerati di copertura (218 milioni di euro) che il management non valuta nella performance del periodo in quanto associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli IFRS non consentono il rinvio di tale impatto ai reporting period futuri, è stata elaborata quale misura alternativa di performance l'EBITDA proforma adjusted (vedi pag. 67) che,

pui escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della performance del Mercato. La performance dell'anno è stata sostenuta dall'impatto dello scenario positivo dell'energia, dall'incremento del risultato conseguito da Distrigas e dalle sinergie di acquisizione, nonché dall'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato il calo dei volumi, in particolare sul mercato Italia e l'impatto della pressione competitiva sui margini. I Business Regolati Italia confermano una sostanziale tenuta, mentre è in flessione il risultato del Trasporto Internazionale;

- Ingegneria & Costruzioni (+108 milioni di euro; +13,8%) dovuto al miglioramento della performance operativa (+79 milioni di euro) che riflette la tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero e al miglioramento dell'efficienza.

La **redditività del capitale investito** (*ROACE*) calcolata su base *adjusted* per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 è stata del 9,2% (17,6% al 31 dicembre 2008).

Nel 2009, i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal calo dei prezzi di realizzo del petrolio e del gas (in media -31,2%), con una diminuzione del prezzo di riferimento del Brent del 36,6% rispetto al 2008. I margini di raffinazione Eni in dollari hanno registrato una significativa flessione in linea con il marker di mercato (-3,4 dollari/barile il margine sul Brent, pari al -51,8%) dovuta alla contrazione del differenziale di prezzo tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività delle raffinerie Eni dotate di un'elevata capacità di conversione, la ripresa delle quotazioni del petrolio, in assenza di un apprezzabile recupero dei prezzi dei prodotti finali a causa della debolezza dei fondamentali dell'industria (eccesso di capacità, domanda stagnante, livello delle scorte elevato), nonché la flessione particolarmente accentuata delle quotazioni del gasolio il cui spread sulla materia prima è ai minimi storici. I risultati di Eni sono stati sostenuti dal deprezzamento del 5,3% dell'euro rispetto al dollaro.

# 75728/192

## Analisi delle voci del conto economico

#### Ricavi della gestione caratteristica

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Vаг. %
26.920	Exploration & Production	33.042	23.801	(9.241)	(28,0)
27.793	Gas & Power	37.062	30.447	(6.615)	(17,8)
36.349	Refining & Marketing	45.017	31.769	(13.248)	(29,4)
6.934	Petrolchimica	6.303	4.203	(2.100)	(33,3)
8.678	Ingegneria & Costruzioni	9.176	9.664	488	5,3
205	Altre attività	185	88	(97)	(52,4)
1.313	Corporate e società finanziarie	1.331	1.280	(51)	(3,8)
	Effetto eliminazione utili interni	75	(66)	(141)	
(20.988)	Elisioni di consolidamento	(24.109)	(17.959)	6.150	
87.204		108.082	83.227	(24.855)	(23,0)

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2009 (83.227 milioni di euro) sono diminuiti di 24.855 milioni di euro rispetto al 2008 (-23%) per effetto essenzialmente della diminuzione dei prezzi in dollari delle commodity petrolifere, nonché dei minori volumi venduti. Tali fattori negativi sono stati parzialmente attenuati dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Exploration & Production (23.801 milioni di euro) sono diminuiti di 9.241 milioni di euro (-28%) per effetto della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi equity (-32,2% per il petrolio; -29,8% per il gas) in relazione all'andamento dello scenario petrolifero nei primi nove mesi e, per il gas, dei parametri energetici contenuti nelle formule oil-linked e dei prezzi spot. Inoltre la riduzione dei ricavi sconta la minore produzione venduta di idrocarburi (-9,2 milioni di boe, pari all'1,5%). Tali fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

l ricavi del settore Gas & Power (30.447 milioni di euro) sono diminuiti di 6.615 milioni di euro (-17,8%) per effetto della riduzione del prezzo di vendita del gas in re-

lazione all'andamento dello scenario energia e del calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi, pari al 24,2%) dovuto agli effetti della recessione economica. Tali effetti negativi sono stati parzialmente attenuati dall'effetto positivo sui volumi connesso all'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi).

I ricavi del settore Refining & Marketing (31.769 milioni di euro) sono diminuiti di 13.248 milioni di euro (-29,4%) per effetto essenzialmente dei minori prezzi di vendita dei prodotti, nonché per la flessione dei volumi venduti (-10%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Petrolchimica (4.203 milioni di euro sono diminuiti di 2.100 milioni di euro (-23.7%/risporte al 2008 per effetto della flessione dei prezzi di vendita (fi media del 26%) e dei minori volumi venduti in relatione alla debolezza della domanda sui mercati di socio di socio

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (9:654 milioni di euro) sono aumentati di 488 milioni di euro (+5,3%) rispetto al 2008 per effetto dell'elevato numero di progetti oil&gas avviati nella fase di espansione del ciclo petrolifero.

#### Costi operativi

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
58.133	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	76.350	58.351	(17.999)	(23,6)
91	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	(21)	250	271	
470	- altri special item	761	537	(224)	
3.800	Costo lavoro	4.004	4.181	177	4,4
(83)	di cui: - oneri non ricorrenti (effetto curtailment del TFR)				
198	- incentivi per esodi agevolati e altro	91	134	43	
61.933		80.354	62.532	(17.822)	(22,2)

I **costi operativi** sostenuti nel 2009 (62.532 milioni di euro) sono diminuiti di 17.822 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 22,2%.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (58.351 milioni di euro) sono diminuiti di 17.999 milioni di euro (-23,6%) per effetto dei minori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche in relazione all'andamento dello scenario dell'energia, parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro sul dollaro. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono special item di 537 milioni di euro relativi essenzialmente ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura e svalutazioni di attività diverse dalle immobilizzazioni materiali e immateriali. Gli oneri non ricorrenti di 250 milioni di euro riguardano l'accantonamento dell'onere relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile de-

finizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Nel 2008 gli special item di 761 milioni di euro furono relativi ad accantonamenti a fronte di rischi ambientali e di altra natura, nonché a svalutazioni di attività correnti.

Il costo lavoro (4.181 milioni di euro) è aumentato di 177 milioni di euro (+4,4%) per effetto della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero (in parte dovuto all'effetto cambio), dell'aumento dell'occupazione media all'estero (per l'acquisizione di Distrigas nel settore Gas & Power e per maggiori livelli di attività nei settori Ingegneria & Costruzioni ed Exploration & Production) e per l'aumento dei costi per esodi agevolati. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

#### Ammortamenti e svalutazioni

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var.%
5.431	Exploration & Production	6.678	6.789	111	1,7
739	Gas & Power	797	981	184	23,1
433	Refining & Marketing	430	408	(22)	(5,1)
116	Petrolchimica	117	83	(34)	(29,1)
248	Ingegneria & Costruzioni	335	433	98	29,3
4	Altre attività	3	2	(1)	(33,3)
68	Corporate e società finanziarie	76	83	7	9,2
(10)	Effetto eliminazione utili interni	(14)	(17)	(3)	
7.029	Totale ammortamenti	8.422	8.762	340	4,0
207	Svalutazioni	1.393	1.051	(342)	(24,6)
7.236		9.815	9.813	(2)	**

Gli ammortamenti (8.762 milioni di euro) sono aumentati di 340 milioni di euro rispetto al 2008 (+4%) essenzialmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production (+184 milioni di euro e +111 milioni di euro rispettivamente) in relazione ai maggiori ammortamenti dovuti al consolidamento degli asset acquisiti, nonché ai maggiori costi degli investimenti riferiti a progetti di sviluppo a elevata complessità. Tali effetti sono stati parzialmente attenuati dall'effetto cambio.

Le **svalutazioni** del 2009 (1.051 milioni di euro) si riferiscono agli esiti dei test di valutazione di: (i) proprietà oil&gas sia con riserve certe sia di potenziale minerario in

funzione della revisione riserve e dell'aumento dei costi nel settore Exploration & Production, in particolare nel Golfo del Messico, Australia, Congo ed Egitto; (ii) impianti di raffinazione a bassa complessità, il goodwill rilevato in connessione ad asset commerciali acquisiti in Europa Centro-Orientale e altri asset commerciali nel settore Refining & Marketing dovuti alle prospettive negative dello scenario di raffinazione per il quale non si prevede un rapido rientro dei fattori di debolezza riscontrati nel 2009 e del ridimensionamento delle previsioni di crescita in alcuni mercati; (iii) impianti petrolchimici per il deterioramento dello scenario prezzi/margini dovuto al calo della domanda e all'incremento della pressione competitiva.

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var.%
143	Exploration & Production	810	576	(234)	(28,9)
	Gas & Power	1		(1)	**
58	Refining & Marketing	299	346	47	15,7
	Petrolchimica	279	121	(158)	(56,6)
	Ingegneria & Costruzioni		2	2	
6	Altre attività	4	6	2	50,0
207		1.393	1.051	(342)	(24,6)

#### **Utile operativo**

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività.

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var.%
13,433	Exploration & Production	16.239	9.120	(7.119)	(43,8)
4.465	Gas & Power	4.030	3.687	(343)	(8,5)
686	Refining & Marketing	(988)	(102)	886	89,7
100	Petrolchimica	(845)	(675)	170	20,1
837	Ingegneria & Costruzioni	1.045	881	(164)	(15,7)
(444)	Altre attività	(346)	(382)	(36)	(10,4)
(312)	Corporate e società finanziarie	(743)	(474)	269	36,2
(26)	Effetto eliminazione utili interni	125		(125)	
18.739	Utile operativo	18.517	12.055	(6.462)	(34,9)

#### Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività.

		1	1		The Company
2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass	Var. 6.
18.739	Utile operativo	18.517	12.055	(6.462)	(36,9)
(620)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	936	(345)	(1,281)	
885	Esclusione special item	2.155	1.412	(7/43)	
	di cui:		·	V: 168	$N \leq N_{\perp}$
8	- oneri (proventi) non ricorrenti	(21)	250	271	
877	- altri special item	2.176	1.162	(1.014)	(阿德里)
19.004	Utile operativo adjusted	21.608	13.122	(8.486)	~(39.3) <sup>4</sup> ¥
	Dettaglio per settore di attività:				
13.770	Exploration & Production	17.222	9.484	(7.738)	(44,9)
4.414	Gas & Power	3.564	3,901	337	9,5
292	Refining & Marketing	580	(357)	(937)	
116	Petrolchimica	(398)	(426)	(28)	(7,0)
840	Ingegneria & Costruzioni	1.041	1.120	79	7,6
(207)	Altre attività	(244)	(258)	(14)	(5,7)
(195)	Corporate e società finanziarie	(282)	(342)	(60)	(21,3)
(26)	Effetto eliminazione utili interni	125		(125)	
19.004		21.608	13.122	(8.486)	(39,3)

L'utile operativo adjusted che esclude l'utile di magazzino di 345 milioni di euro e special item costituiti da oneri netti per un totale di 1.412 milioni di euro, ammonta a 13.122

milioni di euro con una diminuzione di 8.486 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 39,3%, per effetto del peggioramento della performance operativa registrato nei settori:

- Exploration & Production (-7.738 milioni di euro, pari al -44,9%) per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-32,2% e -29,8% rispettivamente) e della minore produzione venduta (-9,2 milioni di boe). Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 500 milioni di euro);
- Refining & Marketing (-937 milioni di euro) che chiude il 2009 con una perdita operativa adjusted di 357 milioni di euro a causa della rilevante flessione del margine di raffinazione in un contesto di deboli fondamentali del settore e della riduzione del contributo delle attività commerciali;
- Petrolchimica (-28 milioni di euro, pari al -7%) a causa del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo, eccesso di capacità ed elevata pressione competitiva.

Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dal maggior utile operativo registrato dai settori:

- Gas & Power (+337 milioni di euro, pari al 9,5%) per effetto essenzialmente della positiva performance dell'atti-

vità Mercato che ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su commodity non considerati di copertura per 218 milioni di euro che il management non valuta nella performance del periodo in quanto associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli IFRS non consentono il rinvio di tale impatto ai reporting period futuri, è stata elaborata quale misura alternativa di performance l'EBITDA proforma adjusted (v. pag. 67) che, pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della performance del Mercato per effetto del miglioramento dei parametri energetici di riferimento, del contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle sinergie da integrazione, nonché l'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine. Tali effetti sono stati compensati dal calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi) e dall'impatto della pressione competitiva sui margini. In flessione il risultato dell'attività Trasporto Internazionale;

 Ingegneria & Costruzioni (+79 milioni di euro; +7,6%)
 che riflette la tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero.

#### Proventi (oneri) finanziari netti

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
(412)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(824)	(673)	151
(703)	Oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(993)	(753)	240
236	Interessi attivi su depositi e c/c	87	33	(54)
. 55	Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	82	47	(35)
155	Proventi (oneri) su contratti derivati	(427)	(4)	423
(51)	Differenze di cambio	206	(106)	(312)
174	Altri proventi (oneri) finanziari	169	9	(160)
188	Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa	241	163	(78)
127	Proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa ´e proventi su crediti d'imposta	. 99	43	(56)
(186)	Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(249)	(218)	31
45	Altri	78	21	(57)
(134)		(876)	(774)	102
180	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	236	223	(13)
46		(640)	(551)	89

Gli oneri finanziari netti del 2009 sono stati di 551 milioni di euro con una riduzione di 89 milioni di euro rispetto al 2008. Il miglioramento è dovuto essenzialmente ai minori oneri finanziari sul debito dovuti alla riduzione dei tassi d'interesse sui finanziamenti in euro e in dollari (Euribor -3,4 punti percentuali; Libor -2,2 punti percentuali). Gli effetti della variazione negativa delle differenze cambio per -312 milioni di euro si compensano con la rilevazione di proventi su strumenti derivati su cambi con

una variazione di +423 milioni di euro. Gli altri proventi di 163 milioni di euro hanno riguardato la remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% sull'investimento del 20% in Gazprom Neft maturata fino alla data di pagamento da parte di Gazprom del prezzo di esercizio della *call option* avvenuto il 24 aprile 2009, comprensivi del recupero dei costi accessori e altri oneri per l'ammontare di 172 milioni di euro (229 milioni di dollari al cambio della data di pagamento).

75728/196

#### Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2009 è illustrata nella tabella seguente:

2009 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)	50	(39)	393
Dividendi	110	13	39	2		164
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	3	2	1	10		16_
Altri proventi (oneri) netti	1	(3)		(3)	1	(4)
	256	322	(30)	59	(38)	569

I proventi netti su partecipazioni ammontano a 569 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (393 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power e Exploration & Production. Le plusvalenze da rivalutazione

includono il provento di 100 milioni di euro rilevato sulla Artic Russia (di cui Eni è azionista al 60%) per effetto della cessione del 51% della società OOO SeverEnergia in forza dell'esercizio della *call option* da parte di Gazprom; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (164 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd.

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
773	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	640	393	(247)
170	Dividendi	510	164	(346)
300	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	217	16	(201)
	Altri proventi (oneri) netti	6	(4)	(10)
1.243		1.373	569	(804)

La riduzione di 804 milioni di euro rispetto al 2008 è dovuta ai minori risultati e ai minori dividendi attribuiti delle partecipate nei settori Gas & Power ed Exploration & Production per effetto dell'andamento dello scenario energetico, nonché per la circostanza che nel 2008 en stata rilevata la plusvalenza di 190 milioni di euro sulla cessione di partecipazioni nel settore Ingegneria con struzioni.

#### Imposte sul reddito

			7.	A 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1.
2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
	Utile ante imposte			L
5,849	Italia	1.894	2.403	509
14.179	Estero	17.356	9.670 /	(7.686)
20.028		19.250	12.073	(7.177)
	Imposte sul reddito			
1.798	Italia	313	1.190	877
7.421	Estero	9.379	5.566	(3.813)
9.219		9.692	6.756	(2.936)
	Tax rate (%)			
30,7	Italia	16,5	49,5	33,0
52,3	Estero	54,0	57,6	3,6
46,0		50,3	56,0	5,7

Le **imposte sul reddito** (6.756 milioni di euro) sono diminuite di 2.936 milioni di euro, pari al 30,3%, per effetto della riduzione dell'utile ante imposte, in particolare sono state registrate minori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production. Il tax rate reported è aumentato di 5,7 punti percentuali per effetto delle seguenti causali:

- (i) l'aumento di 1 punto percentuale dell'aliquota IRES per le società italiane del settore energia e l'introduzione di un'addizionale alla stessa IRES che ha determinato maggiori imposte correnti per 239 milioni di euro nell'esercizio;
- (ii) la rilevazione dell'onere non ricorrente fiscalmente non riconosciuto rappresentato dall'accantonamento di un onere di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato;
- (iii) il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per 310 milioni di dollari (pari a 230 milioni di euro) determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi:
- (iv) la svalutazione di imposte anticipate relative ad alcuni asset upstream all'estero in funzione delle minori prospettive di redditività (-72 milioni di euro);

- (v) la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità del magazzino gas (-64 milioni di euro);
- (vi) la circostanza che nel 2008 vennero rilevati proventi d'imposta per 733 milioni di euro di euro relativi all'adeguamento della fiscalità differita delle imprese italiane ed estere per effetto di una serie di modifiche del quadro normativo.

Questi maggiori oneri tributari sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di imposte differite attive determinate dall'allineamento mediante il versamento di un'imposta sostitutiva dei valori fiscali ai maggiori valori di libro di alcuni asset minerari nell'ambito della riorganizzazione delle attività in Italia e dalla parziale deducibilità dell'IRAP dall'imposta sul reddito anche relativamente ad esercizi passati (complessivamente +222 milioni di euro).

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli special item, è del 53,6% (51,4% nel 2008).

#### Utile di competenza di terzi azionisti

L'utile di competenza di terzi azionisti (950 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (369 milioni di euro) e Saipem SpA (567 milioni di euro).



# Risultati per settore di attività<sup>1</sup>

### Exploration & Production(a)

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
13.433	Utile operativo	16.239	9.120	(7.119)	(43,8)
337	Esclusione special item	983	364		
	di cui:			_,	
(11)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
348	Altri special item	983	364		
226	- svalutazioni di asset e altre attività	989	618		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	4	(270)		
6	- oneri per incentivazione all'esodo	8	31		
74	- componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(15)		
42	- altro				
13.770	Utile operativo adjusted	17.222	9.484	(7.738)	(44,9)
60	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	70	(23)	(93)	
176	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	609	243	(366)	
(7.678)	Imposte sul reddito (b)	(10.001)	(5.826)	4.175	
54,8	Tax rate (%)	55,9	60,0	4,1	
6.328	Utile netto adjusted	7.900	3.878	(4.022)	(50,9)
	l risultati includono:				
5.574	ammortamenti e svalutazioni di asset	7.488	7.365	(123)	(1,6)
	di cui:				
1.777	ammortamenti di ricerca eplorativa	2.057	1.551	(506)	(24,6)
1.370	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.577	1.264	(313)	(19,8
407	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	480	287	(193)	(40,2

<sup>(</sup>a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento attività "Business regolati Italia". I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Escludono gli special item.

Nel 2009 il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di 9.484 milioni di euro con una diminuzione di 7.738 milioni di euro rispetto al 2008 (-44,9%) per effetto della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio -32,2%; gas naturale -29,8%) e del calo della produzione venduta (-9,2 milioni di boe). Tali fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 500 milioni di euro).

Gli special item dell'utile operativo adjusted di 364 milioni di euro riguardano svalutazioni di proprietà oil&gas sia con riserve certe sia di potenziale minerario in funzione della revisione riserve e dell'aumento dei costi, in particolare nel Golfo del Messico, le plusvalenze sulla cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione nell'ambito degli accordi con Suez, la componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su commodity, nonché gli oneri per incentivazione all'esodo.

Nel 2009 i prezzi di realizzo in dollari degli idrogatain sono diminuiti in media del 31,2% per effetto dell'andamento dello scenario prezzi (-36,6% la flessione dell'andamento dello scenario prezzi (-36,6% la flessione dell'andamento di mercato Brent). Il petrolio equity è diminuito integlia del 32,2% grazie alla migliore tenuta del panigre tiri. Il regolamento di strumenti derivati relativi il 42/2 milio ni di barili venduti nell'anno ha influenzato in maniere marginale il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni. L'effetto positivo registrato nei primi nove mesi (+0,45 dollari/barile sulla vendita di 31,6 milioni di barili) è stato assorbito nel quarto trimestre (-1,46 dollari/barile sulla vendita di 10,6 milioni di barili) in funzione dell'inversione di tendenza dei prezzi del petrolio.

Tali strumenti derivati sono stati posti in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe (37,5 milioni di boe residui a fine 2009) e furono attivati in considerazione delle acquisizioni di asset realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico.

<sup>(1)</sup> Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

Il prezzo medio di realizzo in dollari del gas è diminuito del 29,8% evidenziando una flessione meno accentuata del petrolio per effetto dei time-lag di indicizzazione ai parametri energetici contenuti nelle formule di *pricing*. Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di *cash flow hedge* descritte in precedenza.

Petrolio		2008	2009
Volumi venduti	(milioni di barili)	364,3	373,5
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		46,0	42,2
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	88,17	56,98
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(4,13)	(0,03)
Prezzo medio di realizzo	(\$/barile)	84,05	56,95

#### Gas & Power (a)

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var.%
4.465	Utile operativo	4.030	3.687	(343)	(8,5)
44	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(429)	326		
(95)	Esclusione special item	(37)	(112)		
	di cui:				
(61)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
(34)	Altri special item	(37)	(112)		-
15	- oneri ambientali	12	19		
	- svalutazioni	. 1	27		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	7	(6)		
	- accantonamento a fondo rischi		115		
38	- oneri per incentivazione all'esodo	20	25		
(16)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(74)	(292)		
(71)	- altro	(3)			
4.414	Utile operativo adjusted	3.564	3.901	337	9,5
2.284	Mercato	1.309	1.721	412	31,5
1.685	Business regolati Italia	1.732	1.796	64	3,7
445	Trasporto internazionale	523	384	(139)	(26,6)
<b>,</b> (5)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(13)	(15)	(2)	
420	Proventi (oneri) su partecipazioni (b)	420	332	(88)	
(1.702)	Imposte sul reddito (b)	(1.323)	(1.302)	21	
35,2	Tax rate (%)	33,3	30,9	(2,4)	
3.127	Utile netto adjusted	2.648	2.916	268	10,1

<sup>(</sup>a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento "Business regolati Italia" che quindi dalla stessa data comprende le seguenti attività: trasporto, distribuzione, rigassificazione e stoccaggio del gas. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati. Inoltre l'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività Mercato.

(b) Escludono gli special item.

Nel 2009 il settore Gas & Power ha conseguito l'utile operativo adjusted di 3.901 milioni di euro con un aumento di 337 milioni di euro rispetto al 2008 (+9,5%) per effetto essenzialmente del miglioramento dell'attività Mercato (+412 milioni di euro, pari al 31,5%) che ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su commodity non considerati di copertura per 218 milioni di euro associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli IFRS non consentono il rinvio di tale impatto ai reporting period futuri, è stata elaborata

quale misura alternativa di *performance* l'EBITDA proforma *adjusted* (vedi pag. 67) che, pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato dovuto all'effetto scenario positivo dell'energia, all'incremento dei risultati di Distrigas e alle sinergie dell'acquisizione, nonché all'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato il calo dei volumi, in particolare sul Mercato Italia. In flessione i risultati del Trasporto internazionale.

75728 200

Gli special item esclusi dall'utile operativo adjusted (proventi netti di 112 milioni di euro) si riferiscono principalmente ad un accantonamento relativo al business GNL, alla componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su commodity (292 milioni di euro) nonché a oneri per incentivazione all'esodo.

L'utile netto adjusted del 2009 di 2.916 milioni di euro è aumentato di 268 milioni di euro rispetto al 2008 (+10,1%) per effetto del miglioramento della performance operativa in parte assorbito dai minori risultati conseguiti dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

#### Mercato

L'utile operativo adjusted del 2009 di 1.721 milioni di euro è aumentato di 412 milioni di euro rispetto al 2008, +31,5%). Il risultato ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su commodity non considerati di copertura di 218 milioni di euro associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Al netto di tale effetto, il Mercato conferma comunque una performance positiva grazie all'effetto del miglioramento dei parametri energetici di riferimento, del contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle sinergie da integrazione, nonché l'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi) e dall'impatto della pressione competitiva sui margini.

#### Business regolati

L'utile operativo adjusted del 2009 di 1.796 milioni di euro è aumentato di 64 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 3,7%, per effetto del contributo positivo dell'attività Distribuzione (+72 milioni di euro) dovuto prevalentemente all'incremento dei ricavi che possono essere recuperati in tariffa in base al nuovo impianto tariffario riconosciuto dall'AEEG. In contrazione il risultato dell'attività Trasporto, che pur beneficiando del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati, risulta penalizzato dai minori volumi a seguito della flessione della domanda gas in Italia (-52 milioni di euro). In aumento i risultati dell'attività di Stoccaggio rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (227 milioni di euro e 183 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e 2008).

#### Trasporto internazionale

L'utile operativo adjusted del 2009 di 384 milioni di euro è diminuito di 139 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto essenzialmente dei maggiori ammortamenti connessi al potenziamento del gasdotto TTPC, nonché della rilevazione dei costi di ripristino della piena operatività del gasdotto TMPC danneggiato a seguito dell'incidente occorso nel dicembre 2008.

#### Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'EBITDA proforma adjusted del settore Gas & Power e il dettaglio per area di businessi.

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var ass
5.029	EBITDA proforma adjusted	4.310	4.403	95 7 812
3.061	Mercato	2.271	2.392	1 VIA 1550 / 1
(64)	di cui: +/(-) rettifica derivati commodity	. 119	(133)	
1.248	Business regolati Italia	1.284	1.345	4.8
720	Trasporto internazionale	755	666	(89) (11,8)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base proforma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,57% al 31 dicembre 2009 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di

una società interamente consolidata. In considerazione del perfezionamento della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italigas anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,57%). Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA proforma adjusted, l'utile operativo adjusted del settore Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su commodity e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel reporting period di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato

dai precedenti reporting period confluisce nell'EBITDA proforma adjusted. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile ad un'utility europea. In

tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

#### Refining & Marketing

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
686	Utile operativo	(988)	(102)	886	(89,7)
(658)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.199	(792)		•
264	Esclusione special item	369	537		
	di cui:				
35	Oneri (proventi) non ricorrenti	(21)			
229	Altri special item	390	537		
128	- oneri ambientali	76	72		
58	- svalutazioni	299	389		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	. 13	(2)		
9	- accantonamenti a fondo rischi		17		7 Mer
31	- oneri per incentivazione all'esodo	23	22		
6	- componente valutativa dei derivati su commodity	(21)	39		
(3)	- altro				
292	Utile operativo adjusted	580	(357)	(937)	
	Proventi (oneri) finanziari netti (a)	1		(1)	
126	Proventi (oneri) su partecipazioni (a)	174	75	(99)	
(124)	Imposte sul reddito (a)	(234)	85	319	
29,7	Tax rate (%)	31,0	**		
294	Utile netto adjusted	521	(197)	(718)	

(a) Escludono gli special item.

Nel 2009 il settore ha conseguito una perdita operativa adjusted di 357 milioni di euro con un peggioramento di 937 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto essenzialmente della rilevante flessione del margine di raffinazione a causa della riduzione del premio di conversione per il restringimento dei differenziali di prezzo tra greggi leggeri e pesanti e l'eccesso di prodotto finito, in particolare di gasolio, il cui spread sulla materia prima è sceso nel quarto trimestre dell'anno ai minimi storici. Sui risultati ha pesato anche la riduzione del contributo ai risultati delle attività commerciali in Italia. In particolare, il miglioramento della performance operativa registrato nei primi nove mesi per effetto della crescita della quota di mercato rete Italia che riflette le azioni di marketing e le politiche di pricing adottate, è stato più che compensato dal calo della domanda di prodotti che ha penalizzato i volumi venduti sugli altri mercati (extrarete Italia e rete del resto d'Europa).

Gli special item esclusi dall'utile operativo adjusted (537 milioni di euro) riguardano principalmente le svalutazioni operate in funzione delle previsioni di deboli fondamentali per l'industria di raffinazione e ridimensionamento delle aspettative di crescita in alcuni mercati retail e altri canali. Queste hanno riguardato in particolare impianti di raffinazione a bassa complessità, comprese raffinerie partecipate, il goodwill rilevato in connessione ad asset commerciali acquisiti in Europa Centro-Orientale, asset commerciali in Europa, nonché gli investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi. Gli altri special item hanno riguardato oneri ambientali e per rischi e la componente valutativa dei derivati su commodity.

La perdita netta adjusted del 2009 pari a 197 milioni di euro, con un peggioramento pari a 718 milioni di euro, risente del peggioramento della performance operativa (-937 milioni di euro) nonché dalla riduzione dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

75728/Joh

#### Petrolchimica

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var.%
100	Utile operativo	(845)	(675)	170	20,1
(6)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	166	121		
22	Esclusione special item	281	128		
	di cui:				
(2)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
24	Altri special item	281	128		
	- svalutazioni	278	121		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(5)			
24	- oneri per incentivazione all'esodo	. 8	10		
	- componente valutativa dei derivati su commodity		(3)		
116	Utile operativo adjusted	(398)	(426)	(28)	(7,0)
1	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	1		(1)	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni (a)	(9)		9	
(44)	Imposte sul reddito (a)	83	86	3	
74	Utile netto adjusted	(323)	(340)	(17)	(5,3)

(a) Escludono gli special item.

Nel 2009 il settore ha registrato la **perdita operativa** *adjusted* di 426 milioni di euro con un peggioramento di 28 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo ed elevata pressione competitiva.

Gli special item esclusi dalla perdita operativa di 128 milioni di euro si riferiscono essenzialmente a svalutazioni relative agli impianti del ciclo olefine-aromatici-polietilene di Porto Marghera e del Polo Siciliano per effetto del peggioramento dello scenario margini/volumi dovuto alla contrazione della domanda e delle previsioni di ulteriore inasprimento della pressione competitiva legato all'avvio di nuova capacità in Medio Oriente.

#### Ingegneria & Costruzioni

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass. Var. %
837	Utile operativo	1.045	881	(164) (15/7)
3	Esclusione special item	(4)	239	
	đi cui:			国用製作し
(4)	Oneri (proventi) non ricorrenti		250	1 Lower V
7	Altri special item	(4)	(11)	T. Contraction
	- svalutazioni		2	一人で表示
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(4)	3	W. S.
7	- oneri per incentivazione all'esodo			
	- componente valutativa dei derivati su commodity		(16)	
840	Utile operativo adjusted	1.041	1.120	7,6
	Proventi (oneri) finanziari netti (a)	- 1		(4)
80	Proventi (oneri) su partecipazioni (a)	49	49	
(262)	Imposte sul reddito (a)	(307)	(277)	30
28,5	Tax rate (%)	28,1	23,7	(4,4)
658	Utile netto adjusted	784	892	108 13,8

(a) Escludono gli special item.

Nel 2009 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'utile operativo adjusted di 1.120 milioni di euro con un aumento di 79 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 7,6%, per effetto della tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero. Gli special item esclusi dall'utile operativo adjusted riguardano essenzialmente l'onere non ricorrente rappresentato

dall'accantonamento relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato.

L'utile netto *adjusted* di 892 milioni di euro aumenta di 108 milioni di euro rispetto al 2008.

## Altre attività

07		(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
14)	Utile operativo		(346)	(382)	(36)	(10,4)
37	Esclusione special item		102	124		
	di cui:					
61	Oneri (proventi) non ricorrenti					
76	Altri special item		102	124		
210	- oneri ambientali		101	153		
6	- svalutazioni		5	5		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		(14)	(2)		
13	- accantonamenti a fondo rischi		4	(4)		
18	- oneri per incentivazione all'esodo		4	8		
71)	- altro		2	(36)		
07)	Utile operativo adjusted		(244)	(258)	(14)	(5,7)
(8)	Proventi (oneri) finanziari netti (a)		(39)	12	51	
5	Proventi (oneri) su partecipazioni (a)		4	1	(3)	
10)	Utile netto adjusted		(279)	(245)	34	12,2

<sup>(</sup>a) Escludono gli special item.

## Corporate e società finanziarie

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
(312)	Utile operativo	(743)	(474)	269	36,2
117	Esclusione special item	461	132		
	di cui:				
(10)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
127	Altri special item	461	132		
12	- oneri ambientali	120	54		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(9)			
32	- oneri per incentivazione all'esodo	28	38		
<b>83</b> .	- componente valutativa dei derivati su commodity	52			
1620	- altro	270	40		
(195)	Utile operativo adjusted	(282)	(342)	(60)	(21,3)
(25)	Proventi (oneri) finanziari netti (a)	(661)	(525)_	136	
4.5.4	Proventi (oneri) su partecipazioni (a)	5		(5)	
154	Imposte sul reddito (a)	406	123	(283)	
(62)	16	(532)	(744)	(212)	(39,8)

<sup>(</sup>a) Escludono gli special item.

# NON-GAAP measure

# Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana (33% per i periodi pregressi). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto adjusted di settore è utilizzato dal management nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (ROACE di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS. Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente

nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli special item la componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su commodity (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura).

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi d quelli su commodity e le differenze di cambio Pertà to restano inclusi nell'utile netto adjusted dissertore oneri/proventi finanziari correlati con gli aspt/firia zi ri operati dal settore, in particolare i proventi su ofedit finanziari e titoli strumentali all'attività operati oneri finanziari derivanti dall'accretion discolot di vità rilevate al valore attuale (in particolare le par smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto adjusted a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

(milioni	di	еиго)
----------	----	-------

2009									
	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(382)	(474)		12.055
Esclusione (utile) perdita di magazzino	•	326	(792)	121					(345)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti					250				250
Altri special item	364	(112)	537	128	(11)	124	132		1.162
- oneri ambientali		19	72			153	54		298
- svalutazioni	618	27	389	121	2	5			1.162
- plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(6)	(2)		3	(2)			(277)
- accantonamenti a fondo rischi		115	17	•		(4)			128
- oneri per incentivazione all'esodo	31	25	22	10		8	38		134
<ul> <li>componente valutativa dei derivati su commodity</li> </ul>	(15)	(292)	39	(3)	(16)				(287)
- altro						(36)	40		4
Special item dell'utile operativo	364	(112)	537	128	239	124	132		1.412
Utile operativo adjusted	9.484	3.901	(357)	(426)	1.120	(258)	(342)		13.122
Proventi (oneri) finanziari netti (a)	(23)	(15)				12	<b>(5</b> 25 <b>)</b>		(551)
Proventi (oneri) su partecipazioni (a)	243	332	75		49	1			700
Imposte sul reddito (a)	(5.826)	(1.302)	85	86	(277)		123	(3)	(7.114)
Tax rate (%)	60,0	30,9			23,7				53,6
Utile netto adjusted	3.878	2.916	(197)	(340)	892	(245)	(744)	(3)	6.157
di cui:									•
- utile netto adjusted di terzi azionisti									950
- utile netto adjusted di competenza Eni									5.207
A complete sealing of the									
Utile netto di competenza Eni									4.367
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(191)
Esclusione special item									1.031
- oneri (proventi) non ricorrenti									250
- altri special item									781
Utile netto adjusted di competenza Eni									5.207

<sup>(</sup>a) Escludono gli special item.