

relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2009 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Impegni		
Altri	202	373
	202	373
Rischi	45	83
	247	456

Gli *altri impegni* di 373 milioni di euro riguardano essenzialmente gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam Rete Gas SpA per 200,5 milioni di euro e l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val D'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo, al 31 dicembre 2008 l'impegno massimo, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 150 milioni di euro (76 milioni di euro in quota Eni, di cui 63 milioni di euro come anticipazione finanziaria sulle *royalty* dovute sulla futura produzione e 13 milioni di euro come impegno economico).

Con riferimento alla vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas e Stogit a Snam Rete Gas SpA, perfezionatasi in data 30 giugno 2009, Eni ha assunto i seguenti impegni:

1. impegno a sostenere costi ambientali se superiori ai relativi fondi ambientali presenti nei bilanci di Italgas, delle sue controllate e partecipate al 31.12.2008 per eventuali fatti, eventi e/o omissioni risalenti o aventi origine prima della data di perfezionamento ed effettivamente incorsi nei 3 anni successivi alla data di perfezionamento o non ancora incorsi ma comunque già espressamente contabilizzati entro il termine dei tre anni sopra indicato. L'eventuale indennizzo sarà dovuto fino ad un massimo di 135 milioni di euro;
2. impegno a sostenere costi ambientali se superiori ai relativi fondi ambientali presenti al 31.12.2008 nel bilancio Stogit per eventuali fatti, eventi e/o omissioni risalenti o aventi origine prima della data di perfezionamento ed effettivamente incorsi nei 3 anni successivi alla data di perfezionamento o non ancora incorsi ma comunque già espressamente contabilizzati entro il termine dei tre anni sopra indicato. L'eventuale indennizzo sarà dovuto fino ad un massimo di 17,5 milioni di euro;
3. impegno ad acquistare da Italgas alcuni immobili ad un prezzo di 48 milioni di euro, pari al valore di perizia degli immobili stessi, al netto dei relativi fondi ambientali appostati nel bilancio Italgas al 31 dicembre 2008. Eni, contestualmente, matura il diritto ad ottenere da Snam Rete Gas SpA un ammontare pari al valore di perizia meno 20 milioni di euro, come conguaglio sul prezzo pagato per la partecipazione.

Inoltre, il prezzo determinato per la cessione di Italgas è soggetto a meccanismi di aggiustamento destinati ad operare anche successivamente alla data di perfezionamento. In particolare, il prezzo determinato per la cessione di Italgas sarà rettificato in aumento o in diminuzione per un ammontare pari alla differenza fra il valore provvisorio aggregato stimato della RAB (*Regulatory Asset Base*) al 31 dicembre 2007, di Italgas e di alcune società partecipate da Italgas, determinato in complessivi 4.560 milioni di euro così come rappresentato da Eni nel contratto di compravendita di Italgas e il valore della RAB di Italgas e delle stesse società partecipate da Italgas alla stessa data del 31 dicembre 2007 come approvato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas ("AEEG").

Infine, sono previsti tra Eni e Snam Rete Gas SpA dei flussi di pagamento, attivi o passivi, in conseguenza: (i) della diversa valorizzazione, da parte dell'AEEG, per il periodo tariffario 1° aprile 2014-31 marzo 2018, dei quantitativi di gas naturale di proprietà di Stogit alla data del trasferimento delle azioni e ricompresi tra le attività che compongono la RAB; (ii) dell'eventuale cessione, da parte di Stogit, del gas non più strumentale all'attività di stoccaggio e/o di una o più concessioni; (iii) dell'attribuzione dell'eventuale capacità di stoccaggio che potrebbe essere destinata in futuro a fini commerciali.

I *rischi* di 83 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di *take or pay*, sono indicati nell'“Andamento operativo – Gas & Power – Quadro normativo” della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di *ship or pay*, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- l'impegno assunto da Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, *addendum* e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare le manleve e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;
- l'impegno a rilasciare *Parent company guarantees* a copertura degli obblighi di Eni USA Gas Marketing (garantito) di pagamento dei corrispettivi dovuti per l'acquisizione del servizio di rimorchio delle navi al terminale di rigassificazione e per la fornitura di gas. In relazione a quest'ultima, la garanzia dovrà essere rilasciata al momento dell'entrata in vigore del contratto (previsto per il 1° maggio 2011) ed avrà la durata minima di un anno con esposizione massima determinata su base annuale in funzione del prezzo del gas nel periodo di riferimento. L'importo stimato per il primo anno è di 400 milioni di US dollari. Alla fine di ciascun anno, a meno di miglioramento nella consistenza patrimoniale della Eni USA Gas Marketing, la garanzia dovrà essere rinnovata per l'anno successivo fino alla fine del contratto sottostante previsto per il 2031 con nuova determinazione dell'importo ad oggi non quantificabile poiché dipendente dall'andamento del prezzo del gas;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le *Parent Company Guarantee* rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a seguito del trasferimento del portafoglio della Padana Assicurazioni a Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited- Bermuda;
- le *Parent Company Guarantee* rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatrici di appalti in caso di inadempimento dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, Eni ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare da loro prestazioni;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di “*benefication*” del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio dei tratti svizzeri (Oleodotto del Reno SA – 100% Syndial SpA);
- l'impegno assunto da Eni con Transitgas AG (45,99% Eni International BV) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport International SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti ad essa ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché dall'attività di gestione del gasdotto Transitgas;
- l'impegno assunto dall'Eni con Tenp KG (49% Eni G&P GmbH) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport Deutschland (100% Eni), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2005 riguardanti l'utilizzo e la vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto TENP;
- gli impegni derivanti dalle “*Letter of Undertaking*” sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank N.V. Gli impegni assunti dai due *partner* si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di *ship or pay* con TAG; (ii) impegno a non cedere la partecipazione azionaria o parte di essa, fatti salvi i provvedimenti a forza di legge, e a non modificare le intese sottoscritte tra Eni e OMV; (iii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unìon Fenosa Gas SA a favore di Unìon Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unìon Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unìon Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- le garanzie rilasciate a favore di Asio Srl nei contratti di vendita alla medesima di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato “area ex raffineria Agip”, per qualsiasi danno

causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;

- l'impegno sorto nell'ambito dell'acquisizione di Distrigas NV, in capo a Eni Gas & Power Belgium SA di riconoscere agli ex azionisti l'aggiustamento del prezzo ("*Tariff Adjustment*"), legato all'eventuale rialzo delle tariffe di trasporto che potrebbe essere deliberato dall'Autorità belga entro il 1° luglio 2013. Eni, per garantire tali obblighi, ha rilasciato delle *Parent Company Guarantees* di importo al momento non quantificabile;
- gli impegni derivanti dal Protocollo d'Intesa stipulato con l'Università degli studi dell'Aquila e il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (progetto "Un Ponte per l'Innovazione"), a seguito dell'evento sismico che ha colpito l'Abruzzo. Con tale progetto Eni si impegna, in collaborazione con il Ministero e l'Università, alla realizzazione di iniziative relative all'accoglienza di ricercatori e dottorandi dell'Università e/o all'erogazione di borse di studio, alla progettazione e costruzione di un centro di ricerca per l'Università dell'Aquila e all'elaborazione di uno studio di fattibilità per la verifica della sostenibilità tecnico-economica di una centrale di teleriscaldamento presso l'Aquila;
- le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti;
- gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
 - ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" da Eni a Snam Rete Gas SpA; decorrenza 1° luglio 2001;
 - rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", da Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
 - ramo d'azienda "Trasporto di GNL" da Eni alla LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
 - ramo d'azienda "Tanker" da Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
 - ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni all'Acam Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
 - ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni a Eni Gas Transport Deutschland SpA; decorrenza 16 novembre 2005;
 - ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006;
 - ramo d'azienda "Attività E&P – Pianura Padana" da Eni alla Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
 - ramo d'azienda "Attività E&P – Marche, Abruzzo e Molise" da Eni alla Società Adriatica Idrocarburi SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
 - ramo d'azienda "Attività E&P – Area Crotone" da Eni alla Società Ionica Gas SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota n. 29 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata da "Linee Guida" approvate dal Consiglio di Amministrazione della società e da procedure interne.

Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* e la negoziazione dei derivati di copertura è assicurata dalla consociata Eni Trading & Shipping. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (VaR), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato, tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti di VaR sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del

Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di una società industriale. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il VaR ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio di prezzo delle *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio. I limiti di VaR per il rischio di prezzo delle *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); nonché per effetto della conversione del patrimonio netto delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di *risk management* è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio economico e transattivo; il rischio traslativo delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro, non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio delle consociate di Gruppo compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di tasso di interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio di prezzo delle *commodity* derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward*, *Contracts For Differences* e opzioni) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider* oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. Il VaR derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio di prezzo delle *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta, per quanto attiene ai rischi di tasso di interesse e di cambio, i valori registrati nell'esercizio dalla Struttura operativa centralizzata della Finanza Eni Corporate in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2008); per quanto attiene

al rischio di prezzo delle *commodity* sono riportati i valori di *VaR* registrati dalle Divisioni di Eni (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori *VaR* delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

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

(milioni di euro)	2008				2009			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	9,65	0,44	2,83	5,28	5,11	1,09	2,32	1,11
Tasso di cambio	1,05	0,01	0,31	0,16	1,05	0,01	0,13	0,03

(Rischio *commodity*: *Value at Risk* – approccio simulazione storica; *holding period*: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(milioni di dollari)	2008				2009			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti	18,26	2,30	6,89	2,83	13,40	3,37	7,07	5,79
Area Gas & Power	67,13	12,35	41,19	13,69	29,43	11,96	20,54	20,14

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con *policy* differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. Il monitoraggio delle esposizioni di rischio di credito commerciale, connesso al normale svolgimento delle attività delle principali aree di *business* esposte al rischio, è invece assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Eni. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in quattro milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* forniti da *info-provider* esterni sviluppa, partendo da dati e indici economico-patrimoniali e finanziari desunti dai bilanci, uno *score* che permette di elaborare una classificazione della clientela in diverse classi di rischio. Il *rating* esterno è anche raffrontato con *rating* interni elaborati da un sistema proprietario. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di *risk management* l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul *rating* fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa di Eni, nonché da Eni Trading & Shipping limitatamente all'attività in derivati su *commodity*, in quanto, in funzione del modello accentrato, solo queste entità possono operare sui mercati finanziari ed essere quindi parte di un contratto di natura finanziaria. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna Struttura di Finanza Operativa e per Eni Trading & Shipping gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari ha determinato nell'esercizio 2008 l'adozione di ulteriori misure cautelative, quali la sospensione di affidamenti a specifiche controparti, per la maggior parte rientrate nell'esercizio 2009. Permangono invece le disposizioni volte alla diversificazione del rischio ed alla rotazione delle controparti finanziarie e quelle di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2009 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*) l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale.

L'obiettivo di *risk management* di Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli *spread* applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, privilegiando la raccolta cartolare e pianificando una maggior flessibilità delle forme di provvista. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi *bond*, riservati sia agli investitori istituzionali, con due emissioni da 1,5 miliardi di euro ciascuna, sia al mercato *retail*, per 2 miliardi di euro. Le *policy* sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare *committed*. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Nelle tabelle che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il *timing* degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

(milioni di euro)	Anni di scadenza			
	2010	2011-2014	Oltre	Totale
Passività finanziarie a lungo termine	2.223	8.648	7.339	18.210
Passività finanziarie a breve termine	3.164			3.164
	5.387	8.648	7.339	21.374
Interessi su debiti finanziari	536	1.721	755	3.012
Garanzie finanziarie	400	30		430

Per un'analisi del *fair value* dei derivati, si rinvia alle note al bilancio "Altre attività correnti" (544 milioni di euro), "Altre attività non correnti" (351 milioni di euro), "Altre passività correnti" (685 milioni di euro) e "Altre passività non correnti" (459 milioni di euro).

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			
	2010	2011-2014	Oltre	Totale
Debiti commerciali	4.364	17	2	4.383
Altri debiti	1.257			1.257
	5.621	17	2	5.640

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti *take-or-pay* della Divisione Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del *management*. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

(milioni di euro)	2010	2011	2012	Anni di scadenza			Totale
				2013	2014	Oltre	
Contratti di <i>leasing</i> operativo non annullabili ^(a)	80	76	72	52	40	187	507
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)		1	7	16	58	4.132	4.214
Costi relativi a fondi ambientali	131	66	56	39	34	280	606
Impegni di acquisto:	11.760	10.859	10.981	11.942	12.404	156.264	214.210
- Gas ^(c)							
<i>Take-or-pay</i>	10.559	9.957	10.052	10.983	11.442	151.129	204.122
<i>Ship-or-pay</i>	1.186	902	929	959	962	5.114	10.052
- Altri impegni di acquisto	15					21	36
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	6	3	3	3	3	132	150
	11.977	11.005	11.119	12.052	12.539	160.995	219.687

(a) I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi vincolanti per legge.

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 5,4 miliardi di euro. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti *committed* di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato *committed* quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del *management* e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di *procurement*.

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Totale
	2010	2011	2012	2013	2014 e Oltre	
Impegni per <i>major projects</i>	262	355	214	80	138	1.049
Impegni per altri investimenti	1.010	531	225	193	221	2.180
	1.272	886	439	273	359	3.229

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali sono di seguito illustrati:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura	(208)	528		(249)	(155)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti	9.263	40		7.634	(171)	
- Crediti finanziari	13.754	4.299		15.936	3.479	
- Debiti commerciali e altri debiti	(7.335)	25		(6.205)	(64)	
- Debiti finanziari	(17.076)	(4.159)		(21.608)	(3.377)	

Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa sono riportate di seguito:

- *Crediti commerciali e altri crediti*: il valore di mercato dei crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Titoli iscritti nelle attività non correnti*: il valore di mercato dei titoli non correnti, classificati come da mantenersi fino a scadenza, è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
- *Altre attività finanziarie non correnti*: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Altre attività non correnti*: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Debiti commerciali e altri debiti*: il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine*: il valore di mercato delle passività finanziarie esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Altre passività non correnti*: il valore di mercato delle altre passività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

(milioni di euro)	31.12.2008		31.12.2009	
	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo			6	6
Titoli iscritti nelle attività non correnti	20	20	20	20
Altre attività finanziarie non correnti	8.614	8.822	9.709	9.955
Altre attività non correnti	348	348	285	285
Debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo	129	129	126	126
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	11.237	11.695	18.431	19.274
Altre passività non correnti	2.128	2.128	1.892	1.892

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutati al *fair value* nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del *fair value* definita in funzione della significatività degli *input* utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli *input* utilizzati per la valutazione, la gerarchia del *fair value* prevede i seguenti livelli:

- Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di *input*, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi).
- Livello 3: *input* non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al *fair value* al 31 dicembre 2009 dell'Eni sono tutti classificati nel livello 2 e durante l'esercizio 2009 non si è provveduto ad alcun trasferimento tra i diversi livelli della gerarchia del *fair value*. Per quanto concerne i valori si rinvia alle voci di bilancio "Attività correnti – Altre attività", Attività non correnti – "Altre attività", "Passività correnti – Altre passività" e "Passività non correnti – Altre passività".

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di *Emission Trading* (ETS), operativo dal 1° gennaio 2005, la Delibera 20/2008 dal Comitato nazionale *Emissions Trading Scheme* (Minambiente-Mse) – recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012 – ha assegnato a Eni permessi di emissione equivalenti a 22,7 milioni di tonnellate di anidride carbonica, a cui vanno aggiunti circa 1,8 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti".

Nell'esercizio 2009, a fronte di 5,0 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,5 milioni di permessi di emissione, facendo registrare una carenza di permessi – rispetto al fabbisogno – di circa 0,5 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Il deficit di permessi di emissione della divisione Refining & Marketing è stato completamente saturato con l'acquisto sul mercato interno a Eni.

27 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica di 32.542 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	47.598	32.533
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	5	7
Variazioni delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	2	2
	47.605	32.542

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di 32.533 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Gas naturale e GPL	22.639	15.458
Prodotti Petroliferi	20.364	13.153
Energia elettrica e utility	3.076	2.626
Vettoriamento gas su tratte estere	213	200
Gestione sviluppo sistemi informatici	98	88
Greggi	62	
Gestione energia	37	36
Altre vendite e prestazioni	1.109	972
	47.598	32.533

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (15.458 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per 11.558 milioni di euro (34,25 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 3.369 milioni di euro (14,97 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 527 milioni di euro.

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (13.153 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (4.655 milioni di euro), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (3.109 milioni di euro), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (1.642 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (1.333 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (635 milioni di euro).

I ricavi da energia elettrica e utility (2.626 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di energia elettrica e utility a terzi (2.219 milioni di euro) e a società controllate (407 milioni di euro), in particolare in Italia.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (200 milioni di euro) riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (88 milioni di euro) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (36 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (972 milioni di euro) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (589 milioni di euro), la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, utilizzato per assolvere il proprio debito di imposta in natura nei confronti dello stato tunisino (100 milioni di euro), la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (72 milioni di euro), la vendita di fuel gas a società di trasporto (42 milioni di euro), le prestazioni di trasporto per oleodotto (36 milioni di euro) e di trasporto marittimo e controstallie (6 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie dell'Eni (17 milioni di euro) e le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (12 milioni di euro).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci che sono rilevate nelle voci di costo corrispondenti:

(milioni di euro)	2008	2009
Accise	(9.765)	(9.499)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte pre-pagate	(1.724)	(1.547)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(2.067)	(1.136)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(128)	(136)
Ricavi operativi relativi a permuta di greggi		(91)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela ^(*)	(46)	(79)
	(13.730)	(12.488)

(*) A seguito dell'applicazione dell'IFRIC 13.

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 33 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 270 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Locazioni, affitti e noleggi	68	77
Proventi per attività in joint venture	45	46
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	8	14
Altri proventi	94	133
	215	270

Gli altri ricavi e proventi sono analizzati nel capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

28 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi di 29.216 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	34.093	21.390
Costi per servizi	7.413	6.798
Costi per godimento di beni di terzi	468	383
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	590	230
Variazione rimanenze	978	(53)
Altri oneri	542	468
	44.084	29.216

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci di 21.390 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2008	2009
Gas naturale	17.365	10.055
Materie prime, sussidiarie	11.578	8.345
Prodotti	3.131	1.756
Semilavorati	1.916	1.091
Materiali e materie di consumo	347	353
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(234)	(199)
Ricavi recuperi da <i>partner</i> quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(10)	(11)
	34.093	21.390

I costi per servizi di 6.798 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2008	2009
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.651	2.477
Compensi di lavorazione	906	737
Progettazione e direzione lavori	565	387
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	548	569
<i>Tollig fee</i> per la produzione di energia elettrica	511	527
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	425	308
Trasporti e movimentazioni	407	331
Costi di vendita diversi	363	359
Manutenzioni	353	400
Consulenze e prestazioni professionali	234	332
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	265	254
Servizi di modulazione e stoccaggio	188	157
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	94	115
Viaggi, missioni e altri	136	110
Postali, telefoniche e ponti radio	120	118
Altri	700	619
	8.466	7.800
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(936)	(877)
Ricavi recuperi da <i>partner</i> quota costi per servizi	(117)	(125)
	7.413	6.798

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, ammontano a 173 milioni di euro.

I costi per godimento beni di terzi comprendono canoni per contratti di *leasing* operativo per 185 milioni di euro (186 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 117 milioni di euro (206 milioni di euro al 31 dicembre 2008). I canoni per contratti di *leasing* non annullabili ammontano a 81 milioni di euro. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	489	70	70	70	52	40	187
Altri	18	10	6	2			
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di <i>leasing</i> non annullabili	507	80	76	72	52	40	187

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di 230 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli accantonamenti ai fondi rischi ed oneri ambientali; (ii) gli accantonamenti a fronte di probabili oneri su approvvigionamenti merci; (iii) gli accantonamenti connessi all'obbligo di immissione in consumo sul territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti rinnovabili; (iv) gli accantonamenti ai fondi contenziosi legali.

Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 22 cui si rinvia.

Gli altri oneri di 468 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (150 milioni di euro); (ii) gli oneri relativi a differenziali zionali addebitati dal Gestore dei Servizi Elettrici GSE, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (114 milioni di euro); (iii) le imposte indirette e tasse (112 milioni di euro); (iv) le perdite e oneri per transazioni e liti (110 milioni di euro); (v) le minusvalenze da alienazione e radiazione (50 milioni di euro).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Salari e stipendi	742	743
Oneri sociali	218	224
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	88	98
Costi personale in comando	53	58
Altri costi	62	90
	1.163	1.213
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(87)	(83)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(40)	(49)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(3)	(4)
	1.033	1.077

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2008	2009
Dirigenti	628	640
Quadri	3.958	4.135
Impiegati	6.709	6.462
Operai	1.511	1.397
	12.806	12.634

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media determinata sulla base delle risultanze mensili dei dipendenti per categoria. I costi per il personale includono il costo di competenza dell'esercizio relativo ai piani di *stock option* di 10 milioni di euro in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti.

Al 31 dicembre 2009 sono in essere n. 19.482.330 opzioni per l'acquisto di n. 19.482.330 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per data di assegnazione come segue:

	Numero di diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2009	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate (euro)
Assegnazione 2002	97.000	15,216
Assegnazione 2003	229.900	13,743
Assegnazione 2004	671.600	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,512
Assegnazione 2006	3.018.155	23,119
Assegnazione 2007	5.144.050	27,451
Assegnazione 2008	7.040.125	22,540
	19.482.330	

Al 31 dicembre 2009 la vita utile media residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2002, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2003, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 2 anni e 7 mesi per il piano 2006, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2007 e di 4 anni e 7 mesi per il piano 2008.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 5,39 euro per azione nel 2002, di 1,50 euro per azione nel 2003, di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005 la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,60 euro per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9	
Durata	(anni)	8	8	8	6	6	6	
Volatilità implicita	(%)	22,0	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2	
Dividendi attesi	(%)	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1	

Informazioni relative ai compensi dei componenti dell'organo di amministrazione e controllo, dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche sono fornite alla nota n. 34, cui si rinvia.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli *ammortamenti e svalutazioni* si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	2008	2009
Ammortamenti:		
- Immobili, impianti e macchinari	658	630
- Attività immateriali	163	142
	821	772
Svalutazioni:		
- Immobili, impianti e macchinari	296	276
- Attività immateriali	5	5
	301	281
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(1)	
	1.121	1.053

29 Altri proventi e oneri operativi

Gli altri oneri netti operativi di 163 milioni di euro (505 milioni di euro di proventi netti operativi al 31 dicembre 2008) sono dovuti essenzialmente ai regolamenti ed alla variazione negativa del *fair value* di derivati, classificati come “*cash flow hedge*” nel bilancio consolidato, posti in essere nell’ambito della complessiva operazione di copertura in ottica Gruppo, finalizzata a stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del gruppo Eni al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe) che residuano in 37,5 milioni di boe al 31 dicembre 2009 e all’effetto dei regolamenti dell’esercizio relativi a 42,2 milioni di boe. Tali strumenti derivati sono stati posti in essere in considerazione delle acquisizioni di *assets* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell’*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources. Non essendo riferiti a riserve di idrocarburi di Eni SpA, ma di sue società controllate, i suddetti contratti derivati non hanno i requisiti previsti dallo IAS 39 per essere considerati di copertura nel bilancio di esercizio, conseguentemente i relativi effetti sono rilevati a conto economico. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla variazione positiva del *fair value* dei derivati su *commodity* posti in essere dalla Divisione Gas & Power.

30 Proventi (oneri) finanziari

I *proventi finanziari* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Differenze attive di cambio:		
- realizzate	3.822	3.265
- da valutazione	109	46
Interessi attivi	767	377
Commissioni per servizi finanziari	33	53
Interessi su crediti verso l’Amministrazione Finanziaria	33	
Altri	2	5
	4.766	3.746

Gli interessi attivi di 377 milioni di euro riguardano essenzialmente interessi verso società del gruppo Eni (349 milioni di euro) e sono relativi a crediti a lungo termine comprensivi della quota a breve termine per 255 milioni di euro.

Gli interessi e gli altri oneri finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Differenze passive di cambio:		
- realizzate	3.722	3.377
- da valutazione	59	12
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	164	352
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	77	77
Interessi passivi	631	282
Altri	32	41
a dedurre:		
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(53)	(42)
	4.632	4.099

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli interessi passivi di 282 milioni di euro riguardano essenzialmente interessi verso banche di 197 milioni di euro e interessi verso società del gruppo Eni di 72 milioni di euro e sono relativi a debiti a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, per 160 milioni di euro.

I proventi netti su derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2008	2009
Contratti su valute	9	(14)
Contratti su tassi d'interesse	14	22
	23	8

I proventi netti su contratti derivati di 8 milioni di euro si determinano per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti ed alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze passive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione del *fair value* dei contratti derivati.