

saipem



Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011

Missione

Perseguire la soddisfazione dei nostri Clienti nell'industria dell'energia, affrontando ogni sfida con soluzioni sicure, affidabili e innovative. Ci affidiamo a team competenti e multi-locali in grado di fornire uno sviluppo sostenibile per la nostra azienda e per le comunità dove operiamo

I nostri valori

Impegno alla sicurezza, integrità, apertura, flessibilità, integrazione, innovazione, qualità, competitività, lavoro di gruppo, umiltà, internazionalizzazione

I dati e le informazioni previsionali devono ritenersi "forward-looking statements" e pertanto, non basandosi su meri fatti storici, hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza, poiché dipendono anche dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri al di fuori del controllo della Società, quali ad esempio: le variazioni dei tassi di cambio, le variazioni dei tassi di interesse, la volatilità dei prezzi delle commodity, il rischio di credito, il rischio di liquidità, il rischio HSE, gli investimenti dell'industria petrolifera e di altri settori industriali, l'instabilità politica in aree in cui il Gruppo è presente, le azioni della concorrenza, il successo nelle trattative commerciali, il rischio di esecuzione dei progetti (inclusi quelli relativi agli investimenti in corso), nonché i cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business.

I dati consuntivi possono pertanto variare in misura sostanziale rispetto alle previsioni.

Alcuni dei rischi citati risultano approfonditi nella "Relazione intermedia sulla gestione" e nelle note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

I dati e le informazioni previsionali si riferiscono alle informazioni reperibili alla data della loro diffusione; al riguardo Saipem SpA non assume alcun obbligo di rivedere, aggiornare e correggere gli stessi successivamente a tale data, al di fuori dei casi tassativamente previsti dalle norme applicabili.

Le informazioni e i dati previsionali forniti non rappresentano e non potranno essere considerati dagli interessati quali valutazioni a fini legali, contabili, fiscali o di investimento né con gli stessi si intende generare alcun tipo di affidamento e/o indurre gli interessati ad alcun investimento.

I Paesi di attività di Saipem

EUROPA

Austria, Belgio, Cipro, Croazia, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Romania, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia

AMERICHE

Bolivia, Brasile, Canada, Colombia, Ecuador, Messico, Perù, Repubblica Dominicana, Stati Uniti, Suriname, Trinidad e Tobago, Venezuela

CSI

Azerbaijan, Kazakhstan, Russia, Turkmenistan, Ucraina

AFRICA

Algeria, Angola, Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Gabon, Libia, Marocco, Mauritania, Nigeria, Sudafrica, Tunisia

MEDIO ORIENTE

Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Iraq, Kuwait, Oman, Qatar, Siria

ESTREMO ORIENTE E OCEANIA

Australia, Cina, Corea del Sud, Giappone, India, Indonesia, Malaysia, Pakistan, Papua Nuova Guinea, Singapore, Taiwan, Thailandia, Timor Est, Vietnam

Organi sociali e di controllo di Saipem SpA

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente

Alberto Meomartini

Vice Presidente e Amministratore Delegato (CEO)

Pietro Franco Tali

Amministratore Delegato per le Attività di Supporto e Trasversali al Business (Deputy CEO)

Hugh James O'Donnell

Consiglieri

Gabriele Galateri di Genola, Nicola Greco, Maurizio Montagnese, Mauro Sacchetto, Umberto Vergine, Michele Volpi

COLLEGIO SINDACALE

Presidente

Mario Busso

Sindaci effettivi

Fabrizio Gardi

Adriano Propersi

Sindaci supplenti

Giulio Gamba

Paolo Sfameni

Società di revisione

Reconta Ernst & Young SpA

Saipem è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Eni SpA

Relazione e bilancio

Risultati del semestre	2
Struttura partecipativa del Gruppo Saipem	3
Relazione intermedia sulla gestione	
Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA	8
Glossario	10
Andamento operativo	13
Le acquisizioni e il portafoglio	13
Gli investimenti	15
Engineering & Construction Offshore	16
Engineering & Construction Onshore	21
Drilling Offshore	25
Drilling Onshore	27
Commento ai risultati economico-finanziari	29
Risultati economici	29
Situazione patrimoniale e finanziaria	32
Rendiconto finanziario riclassificato	34
Principali indicatori reddituali e finanziari	35
Sostenibilità	36
Attività di ricerca e sviluppo	38
Qualità, salute, sicurezza e ambiente	40
Risorse umane	43
Sistema informativo	46
Gestione dei rischi d'impresa	47
Altre informazioni	53
Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori	55

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Schemi di bilancio	58
Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato	64
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	105
Relazione della Società di revisione	106

Risultati del semestre

Nel primo semestre 2011 il Gruppo Saipem ha conseguito risultati record.

I ricavi ammontano al livello record di 6.021 milioni di euro (5.385 milioni di euro nel corrispondente semestre 2010).

L'utile operativo ammonta al livello record di 711 milioni di euro (627 milioni di euro nel corrispondente semestre 2010).

L'utile netto ammonta al livello record di 438 milioni di euro (380 milioni di euro nel corrispondente semestre 2010).

Il cash flow (utile netto più ammortamenti) ammonta al livello record di 740 milioni di euro (617 milioni di euro nel corrispondente semestre 2010).

Il settore Engineering & Construction Offshore ha espresso il 39% dei ricavi e il 45% dei margini; l'Engineering & Construction Onshore il 48% dei ricavi e il 33% dei margini; il Drilling Offshore il 7% dei ricavi e il 16% dei margini e il Drilling Onshore il 6% dei ricavi e il 6% dei margini.

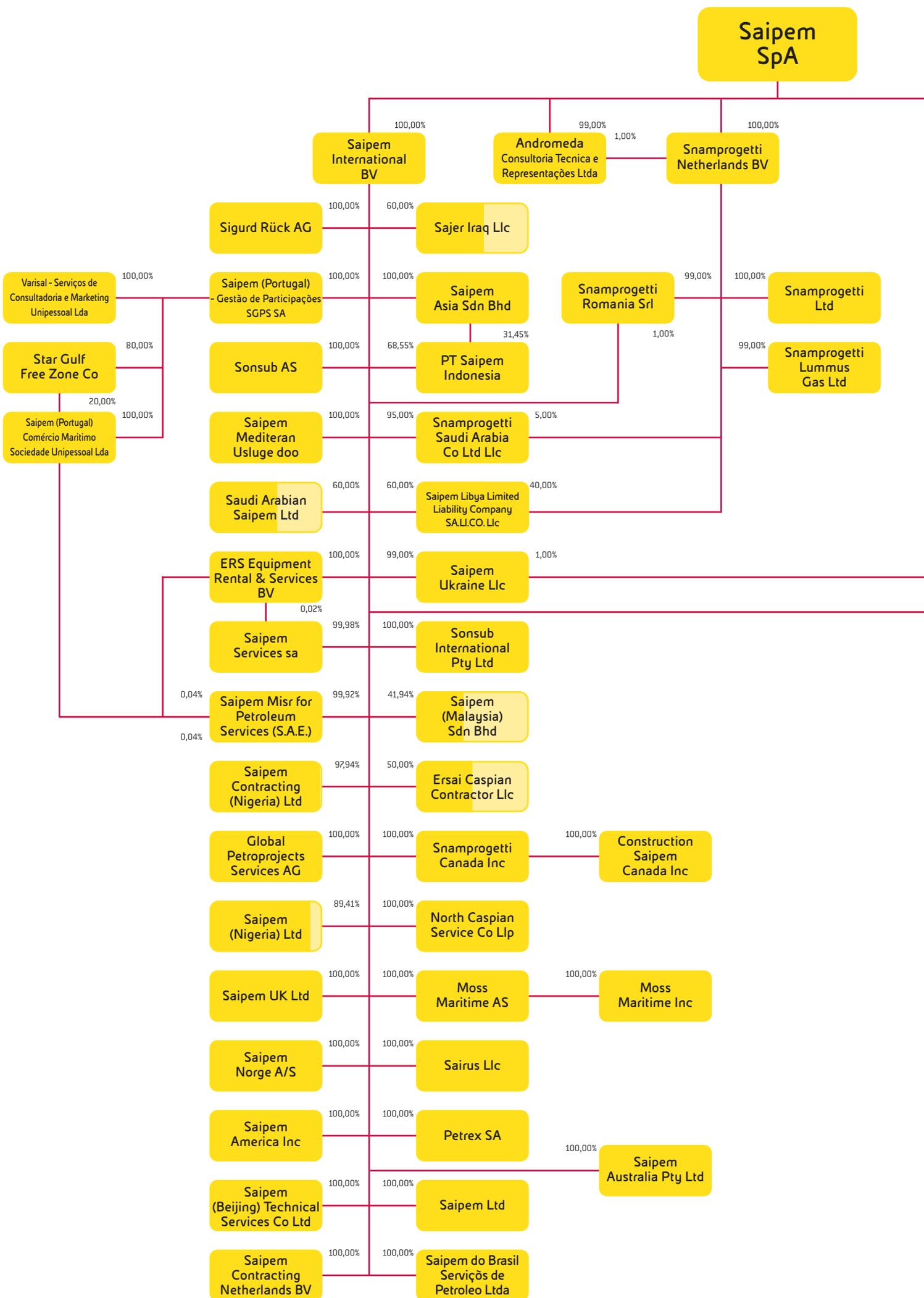
L'indebitamento finanziario netto si attesta a fine giugno a 3.399 milioni di euro (3.263 milioni di euro al 31 dicembre 2010), a seguito degli investimenti realizzati nel periodo e della distribuzione dei dividendi, in buona parte compensati dal cash flow del semestre.

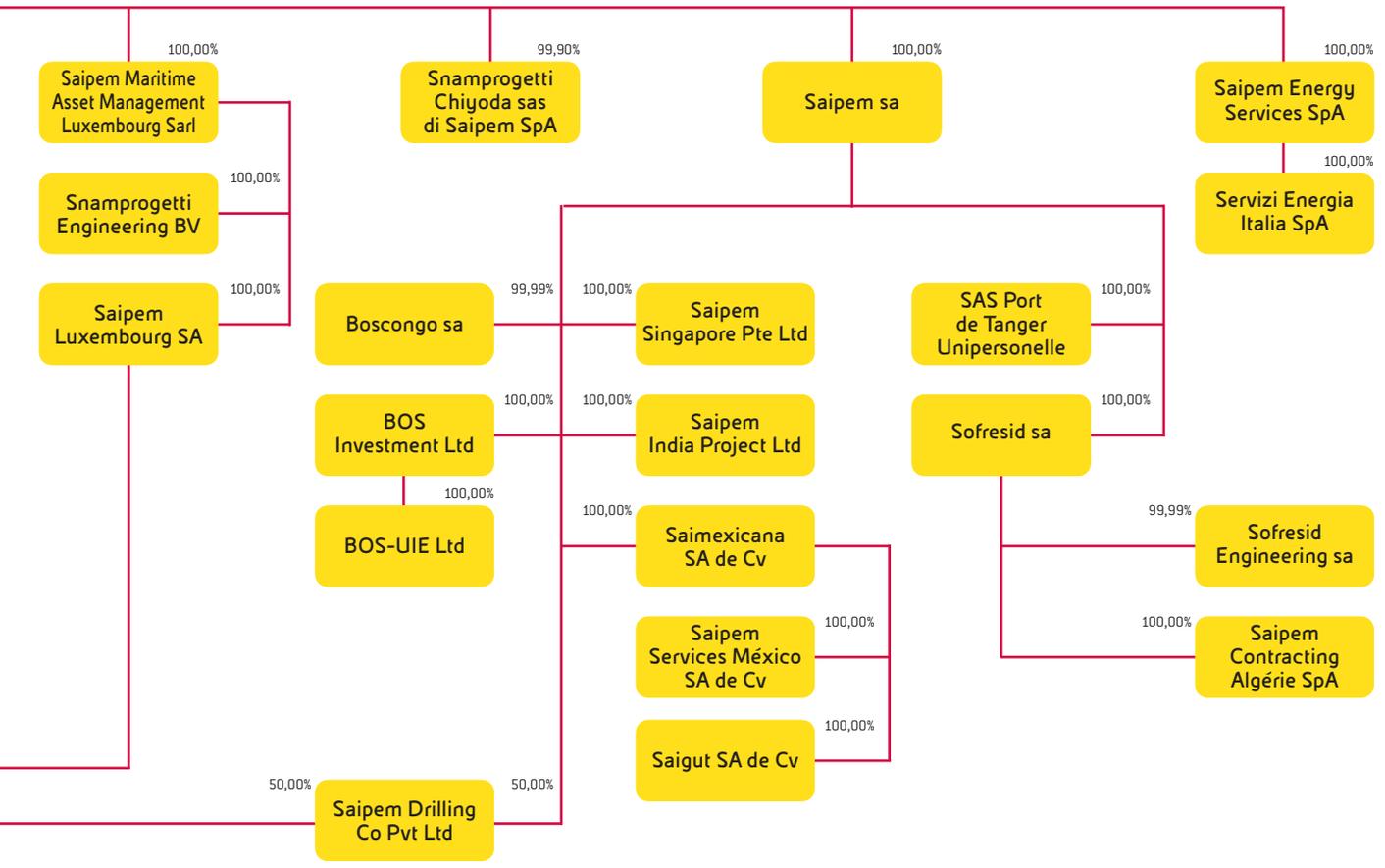
Gli investimenti tecnici effettuati nel primo semestre 2011 ammontano a 561 milioni di euro (782 milioni di euro nel primo semestre 2010); relativamente ai principali mezzi in costruzione, sono terminate le attività di costruzione della nave Saipem FDS 2 per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde, mentre sono proseguite le attività di costruzione di un nuovo pipelayer denominato CastorOne e delle piattaforme semisommersibili Scarabeo 8 e Scarabeo 9.

Nei primi sei mesi del 2011 sono stati acquisiti nuovi ordini per complessivi 6.006 milioni di euro e il portafoglio ordini al 30 giugno 2011 si attesta a 20.490 milioni di euro.

Struttura partecipativa del Gruppo Saipem

[società controllate]







Relazione intermedia sulla gestione

Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA

Nel primo semestre del 2011, la quotazione delle azioni ordinarie Saipem presso la Borsa di Milano ha registrato una leggera riduzione, pari al 4%, attestandosi a fine giugno 2011 su un valore di 35,38 euro per azione, a fronte dei 36,90 euro raggiunti alla fine del 2010. In data 26 maggio 2011 è stato distribuito un dividendo di 0,63 euro per azione, superiore del 15% rispetto a quello pagato nel corso dell'esercizio precedente.

I tumulti socio-politici che hanno investito nel corso del primo trimestre diversi Paesi del Nord Africa e dell'area medio-orientale hanno generato un clima di tensione a livello internazionale e di incertezza sui livelli di sicurezza degli approvvigionamenti di idrocarburi, in particolare per l'Europa. Pur avendo un'esposizione limitata nei Paesi più direttamente coinvolti nei disordini, il titolo Saipem, dopo aver chiuso il 2010 in prossimità dei massimi storici, ha avuto un andamento volatile per tutto il primo trimestre del 2011 toccando i minimi del semestre a quota 34,03 euro a fine marzo. Con i primi segnali di allentamento della crisi e di un favorevole andamento del mercato dei servizi petroliferi, il titolo ha iniziato una fase di recupero che è culminata con il raggiungimento del nuovo massimo storico a quota 38,60 euro; tale risultato è stato favorito anche da un positivo flusso di acquisizioni di nuove commesse, da realizzarsi principalmente attraverso l'utilizzo dei nuovi

mezzi navali. I dubbi sulla forza della ripresa economica e il ripresentarsi della crisi del debito, che ha visto pesantemente coinvolti alcuni Stati dell'area euro, hanno nuovamente minato la fiducia del mercato; in questo contesto, Saipem ha avuto un movimento laterale che ha caratterizzato la seconda parte del semestre, per poi riscendere quasi ai minimi di periodo e chiudere il semestre a quota 35,38 euro.

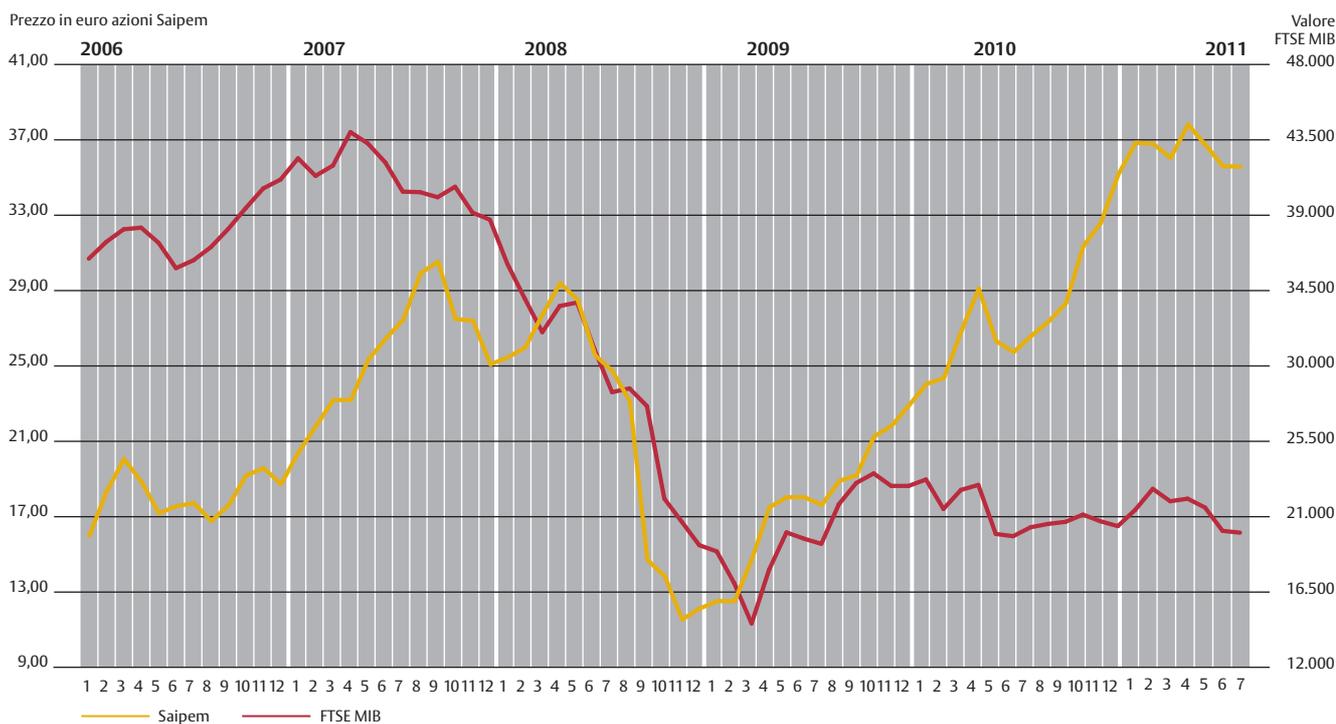
A fine giugno la capitalizzazione di mercato della Società era di circa 16 miliardi di euro.

In termini di liquidità del titolo, le azioni trattate nel semestre sono state 276 milioni circa, a fronte delle 470 milioni circa del corrispondente periodo del 2010, con una media giornaliera di periodo che si attesta sui 2,2 milioni di titoli scambiati (3,7 milioni nel primo semestre nel 2010). Il controvalore degli scambi ha raggiunto i 10,1 miliardi di euro, in calo del 18% rispetto al primo semestre dello scorso anno (12,3 miliardi di euro).

L'andamento delle azioni di risparmio, convertibili alla pari in azioni ordinarie e di ammontare trascurabile (136.636 a fine giugno 2011), non ha registrato variazioni di rilievo con una quotazione di 36,40 euro a fine giugno 2011. Il dividendo distribuito è stato di 0,66 euro per azione, in crescita del 14% rispetto all'esercizio precedente.

Quotazioni alla Borsa Valori di Milano	(euro)	2007	2008	2009	2010	1° semestre 2011
Azioni ordinarie:						
- massima		31,56	30,44	24,23	37,27	38,60
- minima		18,32	10,29	10,78	23,08	34,03
- media		24,72	23,19	17,51	28,16	36,55
- fine periodo		27,30	11,92	24,02	36,90	35,38
Azioni di risparmio:						
- massima		41,50	30,05	24,02	37,00	39,25
- minima		19,10	16,82	14,85	23,00	35,01
- media		26,97	26,43	18,54	29,80	36,68
- fine periodo		28,50	16,82	24,02	36,50	36,40

Saipem e FTSE MIB - Valori medi mensili gennaio 2006-luglio 2011



Glossario

TERMINI FINANZIARI

EBIT: utile operativo.

EBITDA: margine operativo lordo.

IFRS International Financial Reporting Standards (principi contabili internazionali): emanati dallo IASB (International Accounting Standards Board) e adottati dalla Commissione Europea. Comprendono: gli International Financial Reporting Standards (IFRS), gli International Accounting Standards (IAS), le interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC) adottate dallo IASB. La denominazione di International Financial Reporting Standards (IFRS) è stata adottata dallo IASB per i principi emessi successivamente al maggio 2003. I principi emessi precedentemente hanno mantenuto la denominazione di IAS.

Leverage: misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto.

ROACE: indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

Utile netto adjusted: utile netto con esclusione degli special item.

Write off: cancellazione o riduzione del valore di un asset patrimoniale.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque convenzionali: profondità d'acqua inferiori ai 500 metri.

Acque profonde: profondità d'acqua superiori ai 500 metri.

Buckle detection: sistema che, basandosi sull'utilizzo di onde elettromagnetiche, nel corso della posa è in grado di segnalare il collasso o la deformazione della condotta posata sul fondo.

Bundles: fasci di cavi.

Carbon Capture and Storage: tecnologia che permette di catturare il carbonio presente negli effluenti gassosi degli impianti di combustione o di trattamento degli idrocarburi e di stoccarlo a lungo termine in formazioni geologiche sotterranee, riducendo o eliminando così l'emissione in atmosfera di anidride carbonica.

Commissioning: insieme delle operazioni necessarie per la messa in esercizio di un gasdotto, degli impianti e delle relative apparecchiature.

Cracking: processo chimico-fisico tipicamente realizzato all'interno di specifici impianti di raffinazione che ha lo scopo di spezzare le grosse molecole di idrocarburi ricavate dalla distillazione primaria del greggio ricavando frazioni più leggere.

Deck: area di coperta, o ponte di lavoro, di una piattaforma su cui sono montati gli impianti di processo, le apparecchiature, i moduli alloggio e le unità di perforazione.

Decommissioning: operazione richiesta per mettere fuori servizio un gasdotto o un impianto o le apparecchiature collegate. Viene effettuato alla fine della vita utile dell'impianto in seguito a un

incidente, per ragioni tecniche o economiche, per motivi di sicurezza e ambientali.

Deep water: vedi Acque profonde.

Downstream: il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle dell'esplorazione e produzione.

Drillship (Nave di perforazione): nave dotata di propulsione propria in grado di effettuare operazioni di perforazione in acque profonde.

Dry-tree: testa pozzo fuori acqua posta sulle strutture di produzione galleggianti.

Dynamic Positioned Heavy Lifting Vessel (Nave per grandi sollevamenti a posizionamento dinamico): mezzo navale dotato di gru di elevata capacità di sollevamento in grado di mantenere una posizione definita rispetto a un certo sistema di riferimento con elevata precisione mediante la gestione di propulsori (eliche), in modo da annullare le forzanti ambientali (vento, moto ondoso, corrente).

EPC (Engineering, Procurement, Construction): contratto tipico del settore E&C Onshore avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento ovvero già avviato.

EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Construction): contratto tipico del settore E&C Offshore avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e delle attività preparatorie per l'avvio degli impianti.

Fabrication yard: cantiere di fabbricazione di strutture offshore.

Facility: servizi, strutture e installazioni ausiliarie necessarie per il funzionamento degli impianti primari.

FDS (Field Development Ship): mezzo navale combinato, dotato di posizionamento dinamico, con capacità di sollevamento e di posa di condotte sottomarine.

FEED (Front-end Engineering and Design): ingegneria di base e attività iniziali eseguite prima di iniziare un progetto complesso al fine di valutare aspetti tecnici e permettere una prima stima dei costi di investimento.

Field Engineer: ingegnere di cantiere.

Flare: alta struttura metallica utilizzata per bruciare il gas che si separa dall'olio nei pozzi a olio, quando non è possibile utilizzarlo sul posto o trasportarlo altrove.

FLNG (Floating Liquefied Natural Gas): impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas, che viene poi trasferito su navi di trasporto verso i mercati di consumo finali.

Floatover: metodo di installazione di moduli di piattaforme marine senza l'esecuzione di operazioni di sollevamento. Un mezzo navale specifico trasporta il modulo da installare, si posiziona internamente ai punti di sostegno, varia il proprio assetto operando sulle casse di zavorra e abbassandosi posa il modulo sui punti di sostegno. Una volta che il modulo è a contatto con i punti di sostegno, il mezzo navale si sfilava e si provvede ad assicurare il modulo alla struttura di supporto.

- Flowline:** tubazione impiegata per il collegamento e il trasporto della produzione dei singoli pozzi a un collettore o a un centro di raccolta o trattamento.
- FPSO vessel:** sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevole dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti, una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
- FSRU** (Floating Storage Re-gassification Unit): terminale galleggiante a bordo del quale il gas naturale liquefatto viene stoccato e poi rigassificato prima del trasporto in condotte.
- GNL:** Gas Naturale Liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a circa 1.500 metri cubi di gas.
- GPL:** Gas di Petrolio Liquefatti, ottenuti in raffineria sia dal frazionamento primario del greggio che da altri processi successivi; gassosi a temperatura ambiente e pressione atmosferica, sono liquefabbili per sola moderata compressione a temperatura ambiente e quindi si immagazzinano quantitativi rilevanti in recipienti metallici di agevole maneggevolezza.
- Gunitatura** (concrete coating): rivestimento e zavorramento di condotte posate sul fondo del mare mediante cemento armato in modo da proteggere l'esterno della condotta da urti e corrosioni.
- Hydrocracking** (impianto di): impianto all'interno del quale è realizzato il processo di separazione delle grosse molecole di idrocarburi.
- Hydrotesting:** operazione eseguita con acqua pompata ad alta pressione (più alta della pressione operativa) nelle condotte per verificarne la piena operatività e per assicurare che siano prive di difetti.
- Hydrotreating:** processo di raffineria avente come scopo il miglioramento delle caratteristiche di una frazione petrolifera.
- International Oil Companies:** compagnie a capitale privato, tipicamente quotate su mercati azionari, coinvolte in diversi modi nelle attività petrolifere upstream e/o downstream.
- Jacket:** struttura reticolare inferiore di una piattaforma fissata mediante pali a fondo mare.
- Jack-up:** unità marina mobile di tipo autosollevante, per la perforazione dei pozzi offshore, dotata di uno scafo e di gambe a traliccio.
- J-laying** (posa a "J"): posa di una condotta utilizzando una rampa di varo quasi verticale per cui la condotta assume una configurazione a "J". Questo tipo di posa è adatta ad alti fondali.
- Leased FPSO:** FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) per il quale contrattista e cliente (oil company) ricorrono alla forma contrattuale "Lease", attraverso la quale il locatario (cliente/oil company) utilizza l'FPSO pagando al locatore (contrattista) un corrispettivo detto "canone" per un periodo di tempo determinato. Il locatario ha il diritto di acquistare l'FPSO alla scadenza del contratto.
- Local Content:** sviluppare le competenze locali, trasferire le proprie conoscenze tecniche e manageriali, e rafforzare la manodopera e l'imprenditoria locale, attraverso le proprie attività di business e le iniziative di supporto per le comunità locali.
- LTI** (Lost Time Injury) infortunio con perdita di tempo: un LTI è un qualsiasi infortunio connesso con il lavoro che rende la persona infortunata temporaneamente inabile a eseguire un lavoro regolare o un lavoro limitato in un qualsiasi giorno/turno successivo al giorno in cui si è verificato un infortunio.
- Midstream:** settore costituito dalle attività dedicate alla costruzione e gestione di infrastrutture per il trasporto idrocarburi.
- Moon pool:** apertura dello scafo delle navi di perforazione per il passaggio delle attrezzature necessarie all'attività.
- Mooring:** ormeggio.
- Mooring buoy:** sistema di ormeggio in mare aperto.
- Multipipe subsea:** sistema di separazione gravitazionale gas/liquido caratterizzato da una serie di separatori verticali di piccolo diametro che operano in parallelo (applicazione per acque profonde).
- National Oil Companies:** compagnie di proprietà dello Stato, o da esso controllate, coinvolte in diversi modi nelle attività di esplorazione, produzione, trasporto e trasformazione degli idrocarburi.
- NDT** (Non Destructive Testing) Controlli Non Distruttivi: complesso di esami, prove e rilievi condotti impiegando metodi che non alterano il materiale alla ricerca e identificazione di difetti strutturali.
- NDT Phased Array:** metodo NDT (Non Destructive Testing) basato sull'uso di ultrasuoni per rilevare difetti in una struttura o una saldatura.
- Offshore/Onshore:** il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.
- Oil Services Industry:** settore industriale che fornisce servizi e/o prodotti alle National o International Oil Companies ai fini dell'esplorazione, produzione, trasporto e trasformazione degli idrocarburi.
- Ombelicale:** cavo flessibile di collegamento che, in un unico involucro, contiene cavi e tubi flessibili.
- Pig:** apparecchiatura che viene utilizzata per pulire, raschiare e ispezionare una condotta.
- Piggy backed pipeline:** pipeline di piccolo diametro, posto al di sopra di un altro pipeline di diametro maggiore, destinato al trasporto di altri prodotti rispetto a quello trasportato dalla linea principale.
- Pile:** lungo e pesante palo di acciaio che viene infisso nel fondo del mare; l'insieme di più pali costituisce una fondazione per l'ancoraggio di una piattaforma fissa o di altre strutture offshore.
- Pipe-in-pipe:** condotta sottomarina, formata da due tubazioni coassiali, per il trasporto di fluidi caldi (idrocarburi). Il tubo interno ha la funzione di trasportare il fluido. Nell'intercapedine tra i due tubi si trova del materiale coibente per ridurre lo scambio termico con l'ambiente esterno. Il tubo esterno assicura la protezione meccanica dalla pressione dell'acqua.
- Pipe-in-pipe forged end:** terminazione forgiata di un doppio tubo coassiale.
- Pipelayer:** mezzo navale per posa di condotte sottomarine.
- Pipeline:** sistema per il trasporto di greggio, di prodotti petroliferi e di gas naturale costituito da una condotta principale e dai relativi apparati e macchine ausiliarie.

- Pipe Tracking System (PTS):** sistema informatico volto ad assicurare la completa tracciabilità dei componenti di una condotta sottomarina installata durante l'esecuzione di un progetto.
- Piping and Instrumentation Diagram (P&ID):** schema che rappresenta tutte le apparecchiature, le tubazioni, la strumentazione con le relative valvole di blocco e di sicurezza di un impianto.
- Pre-commissioning:** lavaggio ed essiccamento della condotta.
- Pre-drilling template:** struttura di appoggio per una piattaforma di perforazione.
- Pre Travel Counselling:** suggerimenti di tipo sanitario sulla base delle condizioni di salute di chi viaggia, informando adeguatamente il lavoratore sui rischi specifici e la profilassi da adottare in base al Paese di destinazione.
- Pulling:** operazione di intervento su un pozzo per eseguire manutenzioni e sostituzioni marginali.
- QHSE (Quality, Health, Safety, Environment):** Qualità, Salute, Sicurezza, Ambiente.
- Rig:** impianto di perforazione, composto da una struttura a traliccio (torre), dal piano sonda su cui la torre è installata, e dalle attrezzature accessorie per le operazioni di discesa, risalita e rotazione della batteria di perforazione e per il pompaggio del fango.
- Riser:** collettore utilizzato nei pozzi offshore con testa pozzo sottomarina per collegarla con la superficie.
- ROV (Remotely Operated Vehicle):** mezzo sottomarino senza equipaggio guidato e alimentato via cavo, utilizzato per attività di ispezione e per lavori subacquei.
- Shale gas:** gas non convenzionale estratto da scisti argillosi.
- Shallow water:** vedi Acque convenzionali.
- Sick Building Syndrome:** insieme di disturbi causati dalle condizioni dell'ambiente di lavoro, senza cause identificabili, ma eventualmente attribuibili alla presenza di composti organici volatili, formaldeide, muffe, acari.
- S-laying (posa a "S"):** posa di una condotta mediante l'avanzamento della nave sfruttando le qualità elastiche dell'acciaio, per cui la condotta assume una configurazione a "S", con una estremità sul fondo e l'altra tenuta in tensione a bordo della nave. La posa a "S" viene utilizzata per i fondali medio-bassi.
- Slug catcher:** impianto per la depurazione del gas.
- Sour water:** acqua che contiene una certa quantità di contaminanti disciolti.
- Spar:** sistema di produzione galleggiante, ancorato al fondo marino mediante un sistema di ancoraggio semi-rigido, costituito da uno scafo cilindrico verticale che supporta la struttura di una piattaforma.
- Spare capacity:** rapporto tra produzione e capacità produttiva, riferita alla quantità di petrolio in eccesso, che non deve essere utilizzato per far fronte alla domanda.
- Spool:** inserto di collegamento tra una tubazione sottomarina e il riser di una piattaforma, o comunque inserto per collegare due estremità di tubazioni.
- Stripping:** processo mediante il quale i prodotti volatili indesiderati sono allontanati dalla miscela liquida o dalla massa solida in cui sono disciolti.
- Subsea processing:** attività svolta nell'ambito dello sviluppo di campi di petrolio e/o gas naturale in mare e legata alla strumentazione e alle tecnologie necessarie per l'estrazione, il trattamento e il trasporto di tali fluidi sotto il livello del mare.
- Subsea tiebacks:** collegamento di nuovi campi petroliferi a strutture fisse o flottanti già esistenti.
- Subsea treatment:** è un nuovo processo per lo sviluppo dei giacimenti marginali. Il sistema prevede l'iniezione e il trattamento di acqua di mare direttamente sul fondo marino.
- SURF (Subsea, Umbilicals, Risers, Flowlines) facility:** insieme di condotte e attrezzature che collegano un pozzo o un sistema sottomarino con un impianto galleggiante.
- Tandem Offloading:** metodo finalizzato al trasferimento di un flusso liquido (sia petrolio che gas liquefatto) fra due unità offshore collocate una in fila all'altra, attraverso l'utilizzo di un sistema aereo, flottante o sottomarino (in contrapposizione allo scarico side-by-side, in cui due unità offshore sono posizionate l'una accanto all'altra).
- Tar sands:** sabbie bituminose ossia miscele di argilla, sabbia, fango, acqua e bitume. Il bitume è composto principalmente da idrocarburi ad alto peso molecolare e può essere trasformato in diversi prodotti petroliferi.
- Template:** struttura sottomarina rigida e modulare sulla quale vengono a trovarsi tutte le teste pozzo del giacimento.
- Tender assisted drilling unit (TAD):** impianto di perforazione costituito da una piattaforma offshore su cui è installata una torre di perforazione, collegata a una nave di appoggio, che ospita le infrastrutture ancillari necessarie a fornire assistenza alle attività di perforazione.
- Tendon:** tubi tiranti e stabilizzanti utilizzati per tensionare le Tension Leg Platform per permettere alla piattaforma la necessaria stabilità per la sua operatività.
- Tension Leg Platform (TLP):** piattaforma galleggiante di tipo fisso, mantenuta in posizione tramite un sistema tensionato di ancoraggio a cassoni di zavorra collocati a fondo mare. Il campo di applicazione di queste piattaforme è quello degli alti fondali.
- Tie-in:** collegamento di una condotta di produzione a un pozzo sottomarino o semplicemente giunzione di due tratti di pipeline.
- Topside:** parte emersa di una piattaforma.
- Trenching:** scavo di trincea, eseguito per la posa di condotte a terra e a mare.
- Trunkline:** condotta utilizzata per il trasporto di greggio proveniente dai grandi depositi di stoccaggio ai luoghi di produzione, alle raffinerie, ai terminali costieri.
- Upstream:** il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione idrocarburi.
- Vacuum:** secondo stadio della distillazione del greggio.
- Wellhead (testa pozzo):** struttura fissa che assicura la separazione del pozzo dall'ambiente esterno.
- Wellhead Barge (WHB):** nave attrezzata per le attività di drilling, work over e produzione (parziale o totale), collegata agli impianti di processo e/o stoccaggio.
- Workover:** operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo, che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Andamento operativo

Le acquisizioni e il portafoglio

Le acquisizioni di nuovi ordini nel corso del primo semestre 2011 ammontano a 6.006 milioni di euro (7.059 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2010).

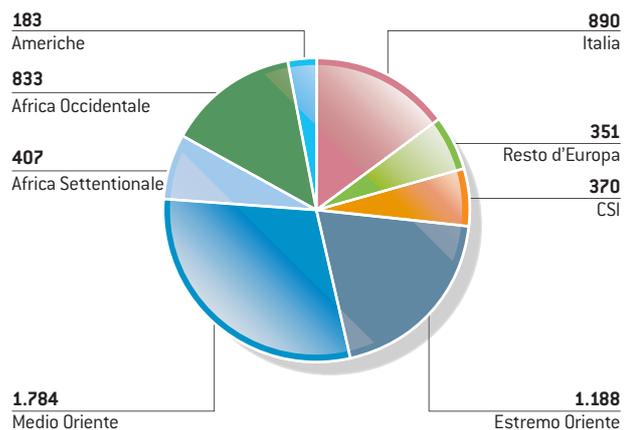
Delle acquisizioni complessive, il 54% riguarda l'attività Engineering & Construction Offshore, il 35% l'attività Engineering & Construction Onshore, il 6% il Drilling Onshore e il 5% il Drilling Offshore.

Le acquisizioni all'estero hanno rappresentato l'85% del totale e le acquisizioni di contratti da imprese del Gruppo Eni il 7%. Le acquisizioni della Capogruppo Saipem SpA sono state il 34% di quelle complessive.

Il portafoglio ordini residuo al 30 giugno ha raggiunto il livello di 20.490 milioni di euro.

Ordini acquisiti per area geografica

(milioni di euro)



Gruppo Saipem - Ordini acquisiti nel primo semestre 2011

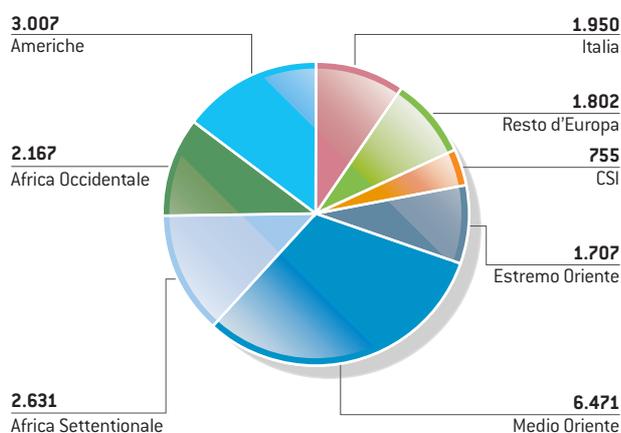
Esercizio 2010		(milioni di euro)	Primo semestre 2010		Primo semestre 2011	
Importi	%		Importi	%	Importi	%
5.581	43	Saipem SpA	3.839	54	2.050	34
7.354	57	Imprese del Gruppo	3.220	46	3.956	66
12.935	100	Totale	7.059	100	6.006	100
4.600	36	Engineering & Construction Offshore	1.923	27	3.262	54
7.744	60	Engineering & Construction Onshore	4.781	68	2.077	35
326	2	Drilling Offshore	149	2	349	6
265	2	Drilling Onshore	206	3	318	5
12.935	100	Totale	7.059	100	6.006	100
825	6	Italia	455	6	889	15
12.110	94	Estero	6.604	94	5.117	85
12.935	100	Totale	7.059	100	6.006	100
962	7	Gruppo Eni	596	8	395	7
11.973	93	Terzi	6.463	92	5.611	93
12.935	100	Totale	7.059	100	6.006	100

Per quanto riguarda l'articolazione per settori di attività, il 31% del portafoglio ordini residuo è attribuibile all'attività Engineering & Construction Offshore, il 48% all'attività Engineering & Construction Onshore, il 16% al Drilling Offshore e il 5% al Drilling Onshore.

Il 90% degli ordini è da eseguirsi all'estero; quelli verso le imprese del Gruppo Eni rappresentano il 15% del portafoglio totale. La Capogruppo Saipem SpA ha in carico il 54% del portafoglio ordini residuo.

Portafoglio ordini per area geografica

(milioni di euro)



Gruppo Saipem - Portafoglio ordini al 30 giugno 2011

31.12.2010		(milioni di euro)	30.06.2010		30.06.2011	
Importi	%		Importi	%	Importi	%
11.242	55	Saipem SpA	11.468	56	10.994	54
9.263	45	Imprese del Gruppo	8.936	44	9.464	46
20.505	100	Totale	20.404	100	20.490	100
5.544	27	Engineering & Construction Offshore	5.194	25	6.432	31
10.543	52	Engineering & Construction Onshore	10.261	50	9.735	48
3.354	16	Drilling Offshore	3.581	18	3.285	16
1.064	5	Drilling Onshore	1.368	7	1.038	5
20.505	100	Totale	20.404	100	20.490	100
1.310	6	Italia	1.330	7	1.950	10
19.195	94	Estero	19.074	93	18.540	90
20.505	100	Totale	20.404	100	20.490	100
3.349	16	Gruppo Eni	3.812	19	3.149	15
17.156	84	Terzi	16.592	81	17.341	85
20.505	100	Totale	20.404	100	20.490	100

Gli investimenti

Gli **investimenti tecnici** effettuati nel corso del primo semestre 2011 ammontano a 561 milioni di euro (782 milioni di euro nel primo semestre 2010) e hanno principalmente riguardato:

- per l'Engineering & Construction Offshore 226 milioni di euro, relativi principalmente ai lavori di costruzione e approntamento di un nuovo pipelayer e di un field development ship per acque profonde, alle attività di conversione di una petroliera in un'unità FPSO, alla costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia, oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;

- per l'Engineering & Construction Onshore 10 milioni di euro relativi al mantenimento dell'asset base;
- per il Drilling Offshore 297 milioni di euro, relativi principalmente ai lavori di approntamento di due piattaforme semisommersibili, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per il Drilling Onshore 28 milioni di euro, relativi all'upgrading dell'asset base.

In sintesi, gli investimenti del primo semestre 2011 presentano la seguente articolazione:

Investimenti		Primo semestre	
Esercizio 2010	(milioni di euro)	2010	2011
230	Saipem SpA	106	20
1.315	Imprese del Gruppo	676	541
1.545	Totale	782	561
713	Engineering & Construction Offshore	346	226
25	Engineering & Construction Onshore	6	10
553	Drilling Offshore	313	297
254	Drilling Onshore	117	28
1.545	Totale	782	561

Gli investimenti sono descritti nei paragrafi che seguono, relativi alle singole attività.

Engineering & Construction Offshore

Quadro generale

Il Gruppo Saipem dispone di un'importante flotta navale, tecnologicamente all'avanguardia e di grande versatilità, e di competenze ingegneristiche e di project management di eccellenza.

Queste distintive capacità e competenze, unitamente a una forte e radicata presenza in mercati strategici di frontiera, assicurano a Saipem un modello industriale particolarmente adatto per i progetti EPIC. Nel corso del primo semestre 2011 è entrato in operatività il mezzo Saipem FDS 2, che ha una lunghezza di 183 metri, una larghezza di 32 metri e un'altezza di 14,5 metri; dispone di una torre con una capacità di sollevamento di 2.000 tonnellate per il varo con tecnica di posa a J di condotte del diametro massimo di 36 pollici, che potranno essere posate fino a una profondità d'acqua di 3.000 metri ed è anche in grado di posare condotte dello stesso diametro con la tecnica di posa a S. L'FDS 2 è dotato di un sistema di posizionamento dinamico estremamente avanzato (DP3); ha una velocità di trasferimento di 13 nodi e ospita alloggi progettati per ricevere a bordo fino a 325 persone, secondo i più alti standard di confort internazionali.

Tra i mezzi navali semisommersibili che utilizzano le tecnologie più avanzate si evidenzia, per la particolare importanza, il Saipem 7000, con posizionamento dinamico, una potenza di sollevamento di 14.000 tonnellate e la capacità di posa di condotte in acque ultra profonde con il sistema a "J", idoneo a mantenere in sospensione durante la posa un peso complessivo di 1.450 tonnellate. Fra gli altri mezzi si citano il Castoro Sei, idoneo per la posa di condotte di grande diametro, la Field Development Ship (FDS), nave speciale per lo sviluppo di campi sottomarini in acque profonde, dotata di posizionamento dinamico e di gru per il sollevamento fino a 600 tonnellate nonché di un sistema per la posa di condotte in verticale fino a una profondità di 2.000 metri e il mezzo navale Saipem 3000 in grado di posare linee flessibili, ombelicali e sistemi di ormeggio in acque profonde e di installare strutture fino a 2.200 tonnellate.

Saipem può inoltre vantare una valida posizione nel mercato delle attività sottomarine, disponendo di mezzi tecnologicamente molto sofisticati, come i veicoli subacquei telecomandati, e delle tecnologie di intervento, con l'assistenza di robot specificamente equipaggiati, su condotte in acque profonde.

Infine, il Gruppo Saipem è attivo nel settore delle Leased FPSO, con una flotta costituita dall'unità Cidade de Vitoria e dall'unità Gimboa, nonché dall'unità Aquila attualmente in costruzione.

Il contesto di mercato

Nel corso del primo semestre 2011 l'attività nel settore Engineering & Construction Offshore ha visto un miglioramento rispetto al

2010: dopo il calo significativo dell'ultimo biennio in seguito alla crisi economica globale, gli investimenti nell'Engineering & Construction Offshore sono tornati a crescere moderatamente.

La ripresa degli investimenti è stata favorita da un livello del prezzo del Brent che si è attestato prevalentemente su una fascia compresa tra i 110 e i 120 dollari/barile, in sensibile aumento rispetto al 2010, anche a causa dei disordini in Nord Africa.

Nel mese di giugno l'International Energy Agency (IEA) ha deciso di intervenire sul mercato immettendo riserve strategiche di petrolio per contrastare la scarsità di offerta dovuta alla crisi libica, che ha causato una rilevante perdita di esportazioni, e per impedire ulteriori impennate speculative dei prezzi, che potrebbero mettere a repentaglio la ripresa dell'economia globale. L'effetto immediato di questo intervento è stato un iniziale calo dei prezzi.

Gli esperti prevedono che i prezzi continueranno a mantenersi sostenuti nel medio periodo, grazie all'aumento della domanda globale di petrolio, dovuta in gran parte alla forte crescita economica in Sud-Est Asiatico. Nel settore Engineering & Construction Offshore si aprono quindi interessanti prospettive di sviluppo di progetti di investimento, in particolare nelle aree più difficili, quali quelli in alte profondità in Africa Occidentale.

Le principali aree di investimento Engineering & Construction Offshore sono l'**America Latina** e l'**Africa Occidentale**, oltre all'**Asia-Pacifico**.

Il **Brasile** continua a essere l'area più promettente non solo in ambito E&C Offshore, ma nell'intero settore "upstream", grazie ai continui successi delle scoperte nell'area esplorativa in alte profondità definita "pre-salt". In questo quadro, in Brasile si è assistito nel semestre a un aumento delle installazioni sottomarine.

In **Africa Occidentale** l'attività commerciale è in ripresa rispetto al 2010 ed è attesa svilupparsi ulteriormente nel 2012, anno in cui si prevede anche una ripresa più consistente delle installazioni sottomarine.

In particolare, in Angola l'attività sta gradualmente recuperando rispetto alla forte caduta dovuta alla recessione macroeconomica, ma è ancora lontana dai livelli di maggiore espansione. Il calo che si sta registrando in Nigeria sembra essere dovuto principalmente alle incertezze del quadro normativo locale relativo agli investimenti esteri. Stanno invece crescendo le installazioni in Ghana, una nuova frontiera nelle alte profondità.

In **Asia-Pacifico** l'attività rimane concentrata sui settori tradizionali come quello delle piattaforme fisse.

Nel comparto delle installazioni sottomarine in **basse profondità**, l'attività è in aumento nel Mare del Nord, l'area trainante a livello mondiale, in particolare nel settore norvegese.

Il mercato delle **piattaforme fisse** sta attraversando una fase congiunturale positiva, con una crescita, rispetto al 2010, diffusa

a livello globale. L'attività è aumentata soprattutto in Medio Oriente e India, nell'ambito delle piattaforme a minore tonnellaggio, e nel Mare del Nord. Nel Golfo Persico, che non è stato intaccato dalle tensioni socio-politiche del Nord Africa, l'attività commerciale è attualmente elevata e pone premesse positive per i prossimi anni.

Nel settore degli **FPSO** l'attività commerciale ha proseguito la ripresa iniziata nel corso del 2010. L'andamento del portafoglio ordini dei contrattisti, per quanto riguarda il totale delle unità flottanti, è in leggero aumento. Il Brasile continua a essere l'area prevalente in tale portafoglio, avvicinandosi al 50% del totale. La fiducia dei contrattisti sulle prospettive del settore è aumentata e le prospettive di crescita nel medio termine sono molto buone.

Nel mercato del **GNL** si sono poste, nel corso del semestre, le premesse per un riassorbimento dell'eccesso di offerta, che si stima possa avvenire in modo molto più rapido del previsto. I principali motivi sono il rallentamento nella costruzione di nuovi impianti, la ripresa economica globale, gli effetti delle tensioni in Nord Africa e soprattutto l'aumento atteso della domanda di GNL in Giappone, in seguito allo tsunami e alle chiusure delle centrali nucleari. Come conseguenza, le aspettative sono migliorate e nel settore nascente **FLNG** sono accelerati i programmi di investimento.

Nel corso del semestre le prospettive per lo sfruttamento delle risorse petrolifere nell'area dell'**Artico** sono migliorate: Norvegia e Russia hanno firmato un accordo che regola la disputa di lungo periodo sui confini nel Mare di Barents; negli Stati Uniti, la Camera dei Rappresentanti ha approvato una nuova legge tesa a rimuovere gli ostacoli per le perforazioni in Alaska.

Il comparto delle **condotte a largo diametro** ha visto un'attività su buoni livelli, che è attesa espandersi ulteriormente nei prossimi anni. Le aree più interessanti sono attualmente il Medio Oriente e il Nord Atlantico.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative del periodo sono relative ai seguenti lavori:

- per conto Saudi Aramco, in Arabia Saudita, il contratto di tipo EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Construction), nell'ambito del progetto Al Wasit Gas Program, per lo sviluppo dei giacimenti offshore Arabiyah e Hasbah. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di quindici piattaforme fisse oltre a una condotta di esportazione, condotte a mare, cavi sottomarini e di controllo;
- per conto Husky Oil China Ltd, il progetto, di tipo EPIC, in Cina, denominato Liwan 3-1, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e installazione di due condotte, di sistemi ombelicali, nonché il trasporto e l'installazione di un sistema di produzione sottomarino che collegherà le teste di pozzo a una piattaforma di processo;
- per conto Petrobras, il progetto, di tipo EPIC, in Brasile, per le condotte di esportazione di gas di Guara & Lula-Nordest, che preve-

de le attività di trasporto, di installazione e le operazioni preliminari alla messa in esercizio di due condotte a mare, oltre all'ingegneria, all'approvvigionamento e alla fabbricazione delle connesse strutture sottomarine;

- per conto Burullus Gas Co, il progetto, di tipo EPIC, in Egitto, per nuovi sviluppi sottomarini nell'area della West Delta Deep Marine Concession. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di teste di pozzo sottomarine e delle relative infrastrutture, degli ombelicali e delle flowline;
- per conto Caspian Pipeline Consortium (CPC), il progetto, in Russia, per l'espansione delle strutture del terminale marittimo di esportazione CPC, sulle sponde del Mar Nero, nella regione di Krasnodar. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e installazione a mare di una nuova condotta per l'esportazione di idrocarburi e l'installazione di una nuova piattaforma di attracco e uploading degli idrocarburi.

Gli investimenti

Tra gli investimenti più significativi sono da segnalare:

- il completamento delle attività di investimento relative alla nuova nave Saipem FDS 2, per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde;
- il proseguimento delle attività di investimento relative a un nuovo mezzo posatubi CastorOne, a posizionamento dinamico, per la posa di condotte di grande diametro in clima sub-artico e in acque profonde;
- il proseguimento delle attività di conversione di una petroliera in un impianto FPSO;
- il proseguimento delle attività di investimento per la realizzazione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia;
- gli interventi di miglioramento e integrazione eseguiti sui principali mezzi della flotta.

Le realizzazioni

Di seguito si riportano i maggiori progetti.

Nel Mar Mediterraneo:

- per conto Snam Rete Gas, sono state completate le attività relative al progetto per l'installazione di un nuovo sistema di importazione gas sulla terraferma dal FRSU (Floating Storage Regassification Unit) che sarà installato al largo di Livorno;
- per conto UTE ACS Cobra Castor, in Spagna, nell'ambito del progetto **Castor**, sono in corso le attività relative all'installazione di una condotta offshore che collegherà la costa spagnola alla piattaforma WHP (well head platform);
- per conto Burullus Gas Co, sono iniziate le attività relative al progetto, di tipo EPIC, in Egitto, per nuovi sviluppi sottomarini nell'area della **West Delta Deep Marine Concession**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di teste di pozzo sottomarine e delle relative infrastrutture, degli ombelicali e delle flowline.

In Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco:

- sono in fase di completamento le attività di costruzione delle piattaforme, nell'ambito del **Long Term Agreement**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, trasporto e installazione di strutture, piattaforme e condotte;
- sono iniziate le attività relative al contratto di tipo EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Construction), nell'ambito del progetto **Al Wasit Gas Program**, per lo sviluppo dei giacimenti offshore Arabiyah e Hasbah. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di quindici piattaforme fisse oltre a una condotta di esportazione, condotte a mare, cavi sottomarini e di controllo.

In Estremo Oriente:

- sono in corso le attività relative al contratto per la posa del gasdotto **PNG LNG EPC2**, per conto ExxonMobil, in Papua Nuova Guinea, che prevede le attività di ingegneria, trasporto e installazione a mare di un gasdotto, che collegherà la foce del fiume Omati, sulla costa meridionale della Papua Nuova Guinea, alla capitale Port Moresby, sulla costa sudorientale del Paese, nei pressi della quale sorgerà un impianto di liquefazione;
- sono in corso le attività nell'ambito del progetto **Gajah Baru**, per conto Premier Oil Natuna Sea BV, nel Mar di Natuna Occidentale, al largo delle coste dell'Indonesia, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e installazione di due piattaforme, oltre a un ponte di collegamento tra le piattaforme e a una condotta sottomarina per l'esportazione del gas. Una delle due piattaforme sarà installata con il metodo del floatover;
- sono iniziate le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **Liwan 3-1**, per conto Husky Oil China Ltd, in Cina, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e installazione di due condotte, di sistemi ombelicali, nonché il trasporto e l'installazione di un sistema di produzione sottomarino che collegherà le teste di pozzo a una piattaforma di processo.

In Africa Occidentale:

- sono in corso le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **Kizomba Satellites Epc3 Tiebacks**, per conto Esso Exploration Angola (Block 15) Ltd, per lo sviluppo del progetto che interessa i giacimenti Kizomba Satellites situati nel Blocco 15 al largo delle coste angolane. I lavori riguardano l'ingegneria, la fabbricazione, il trasporto e l'installazione delle condotte, degli ombelicali, dei riser e dei sistemi sottomarini che collegheranno i giacimenti di Mavacola e Clochas ai mezzi di produzione galleggiante (FPSO) di Kizomba A e B;
- sono proseguite le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **Usan**, per conto Elf Petroleum Nigeria (Total), che prevede lo sviluppo sottomarino del giacimento offshore di Usan, situato circa 160 chilometri a sud di Port Harcourt, in Nigeria. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e assistenza relative alla messa in servizio di condotte sottomarine, ombelicali e riser che collegheranno quarantadue teste pozzo sottomarine al sistema di produzione galleggiante (FPSO, Floating Production Storage Offloading), nonché la realizzazione del sistema di esportazione del greggio costituito da una boa di ancoraggio e due linee di esportazione e di parte del sistema di ancoraggio dell'FPSO;

- sono in fase di completamento i lavori offshore, nell'ambito del progetto **FARM**, per conto Cabinda Gulf Oil Co Ltd, in Angola, che prevede la fabbricazione di dieci fiaccole e gli interventi su quattordici piattaforme allo scopo di modificare i sistemi di combustione e scarico dei gas nel Blocco O, situato nel mare antistante la provincia di Cabinda;
- sono continuate le attività di ingegneria e approvvigionamento relative al contratto **Bonga North West**, per conto Shell Nigeria Exploration and Production Co Ltd (SNEPCo), al largo delle coste nigeriane. I lavori riguardano le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in opera delle condotte di produzione con tecnologia pipe-in-pipe e delle condotte per la re-iniezione di acqua nel bacino del giacimento, oltre ai relativi sistemi di produzione sottomarina.

Nel Mar Baltico sono terminate le operazioni di posa della prima linea nell'ambito del progetto **Nord Stream**, per conto Nord Stream AG, che prevede la posa di un gasdotto costituito da due condotte parallele che uniranno Vyborg in Russia con Greifswald in Germania, nonché le attività di scavo, interrimento, test e pre-commissioning.

Nel Mare del Nord:

- sono state installate varie strutture per conto ConocoPhillips e per conto BP;
- sono iniziate le attività preparatorie per la campagna di installazione 2011, per l'esecuzione dei contratti per conto Statoil (**Gudrun**), Elf Exploration UK (**West Franklin**), BP (**Claire Ridge**) e Shell (**Ormen Lange**).

In Russia, per conto Caspian Pipeline Consortium (CPC), sono iniziate le attività nell'ambito del progetto per l'espansione delle strutture del **terminale marittimo di esportazione CPC**, sulle sponde del Mar Nero, nella regione di Krasnodar. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e installazione a mare di una nuova condotta per l'esportazione di idrocarburi e l'installazione di una nuova piattaforma di attracco e uploading degli idrocarburi.

In Azerbaijan, per conto BP Exploration (Caspian Sea) Ltd, sono continuate le attività di ispezione sottomarina, manutenzione e riparazione delle infrastrutture di BP presenti nell'area dell'offshore azero, tra cui le piattaforme installate dalla stessa in periodi precedenti. Inoltre, per conto Aioc, nell'ambito del progetto **Chirag Oil Project**, sono continuate le attività per la costruzione del jacket della nuova piattaforma West Chirag; sono inoltre in corso le attività di ingegneria relative a due nuovi scopi del lavoro che prevedono la costruzione del jacket e le attività di trasporto e installazione dello stesso e della relativa topside.

In Kazakhstan, per conto Agip KCO, nell'ambito del programma per lo sviluppo del giacimento Kashagan:

- sono in fase di completamento le attività di ingegneria e approvvigionamento, nell'ambito dell'estensione del progetto **Trunkline and Production Flowlines**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali, posa e messa in servizio di condotte, cavi in fibra ottica e ombelicali;
- sono in corso le attività previste dall'estensione del contratto nell'ambito del progetto **Piles and Flares**, che prevedono l'instal-

lazione di moduli barge, una fiaccola, diversi piperack e ponti di collegamento e varie strutture attualmente in costruzione a Kuryk;

- sono continuate le attività nell'ambito del progetto **Hook Up and Commissioning**, che prevede la connessione e la messa in opera delle strutture a mare e la prefabbricazione e il completamento di moduli da svolgersi presso il cantiere di Kuryk;
- sono iniziate le attività nell'ambito del progetto **New Hook Up, Pre-commissioning and Commissioning assistance**, presso l'isola D.

In Brasile, per conto Petrobras:

- sono continuate le attività relative al contratto, di tipo EPIC, **P55-SCR**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, trasporto e installazione a mare di flowline e di riser a servizio della piattaforma semisommersibile P-55 che sarà collocata nel campo Roncador, nel bacino di Campos, al largo delle coste dello stato di Rio de Janeiro;

- sono iniziate le attività relative al progetto, di tipo EPIC, per le condotte di esportazione di gas di **Guara & Lula-Nordest**, che prevede le attività di trasporto, di installazione e le operazioni preliminari alla messa in esercizio di due condotte a mare, oltre all'ingegneria, all'approvvigionamento e alla fabbricazione delle connesse strutture sottomarine.

Nel segmento "Leased FPSO", nel corso del semestre hanno operato:

- l'unità FPSO Cidade de Vitoria, nell'ambito di un contratto, per conto Petrobras, della durata di undici anni, per lo sviluppo della seconda fase del giacimento **Golfinho**, situato nell'offshore brasiliano, a una profondità d'acqua di 1.400 metri;
- l'unità Gimboa, nell'ambito del contratto, per conto Sonangol P&P, della durata di sei anni, relativo alla fornitura e alla gestione di un'unità FPSO per lo sviluppo del giacimento **Gimboa**, situato al largo delle coste angolane, nel Blocco 4/05 a una profondità d'acqua di 700 metri.

Mezzi navali al 30 giugno 2011

Saipem 7000	Pontone semisommersibile autopropulso a posizionamento dinamico per il sollevamento di strutture fino a 14.000 tonnellate e posa a "J" di tubazioni a profondità fino a 3.000 metri.
Saipem FDS	Nave a posizionamento dinamico per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde fino a 2.100 metri, per varo a "J" di condotte fino a 22 pollici di diametro e per sollevamento fino a 600 tonnellate.
Saipem FDS 2	Nave che dispone di una torre con una capacità di sollevamento di 2.000 tonnellate per il varo con tecnica di posa a J di condotte del diametro massimo di 36 pollici, che potranno essere posate fino a una profondità d'acqua di 3.000 metri ed è anche in grado di posare condotte dello stesso diametro con la tecnica di posa a S.
Castoro Sei	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro e in profondità fino a 1.000 metri.
Castoro Sette	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro e in profondità fino a 1.000 metri.
Castoro Otto	Nave posatubi e sollevamento, idonea per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 2.200 tonnellate.
Saipem 3000	Nave sollevamento autopropulsa, a posizionamento dinamico, idonea per la posa di condotte flessibili in acque profonde e per il sollevamento di strutture fino a 2.200 tonnellate.
Bar Protector	Nave appoggio, a posizionamento dinamico, per immersioni in alti fondali e per lavori su piattaforme.
Semac 1	Pontone posatubi semisommersibile, idoneo per la posa di condotte di largo diametro e in acque profonde.
Castoro II	Pontone posatubi e sollevamento, idoneo per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 1.000 tonnellate.
Castoro 10	Pontone per interro condotte fino a 60 pollici di diametro e per la posa di condotte in basso fondale.
Castoro 12	Pontone posatubi per shallow-water, idoneo per la posa di condotte fino a 40 pollici di diametro per bassissimi fondali fino a 1,4 metri.
S355	Pontone posatubi e sollevamento, idoneo per la posa di condotte fino a 42 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 600 tonnellate.
Crawler	Nave posatubi e sollevamento, idoneo per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 540 tonnellate.
Castoro 16	Pontone per post trenching e back-filling di condotte fino a 40 pollici di diametro in bassissimo fondale (1,4 metri).
Saibos 230	Pontone di lavoro e posatubi fino a 30 pollici, con gru mobile per battitura pali, terminali, piattaforme fisse.
Ersai 1	Bettolina per sollevamento e installazione con possibilità di lavorare adagiata sul fondo del mare, dotata di due gru cingolate, una da 300 tonnellate e l'altra da 1.800 tonnellate.
Ersai 2	Pontone con gru fissa per sollevamento di strutture fino a 200 tonnellate.
Ersai 3	Pontone propulso utilizzato come mezzo di appoggio con magazzino e uffici per 50 persone.
Ersai 4	Pontone propulso utilizzato come mezzo di appoggio con magazzino e uffici per 150 persone.
Ersai 400	Nave accommodation in grado di ospitare fino a 400 persone, dotata di rifugio in caso di evacuazione per H ₂ S.
Castoro 9	Bettolina da carico in coperta.
Castoro XI	Bettolina da trasporto carichi pesanti.
Castoro 14	Bettolina da carico in coperta.
Castoro 15	Bettolina da carico in coperta.
S42	Bettolina da carico in coperta, utilizzata per stoccaggio torre S7000.
S43	Bettolina da carico in coperta.
S44	Bettolina per varo di piattaforme fino a 30.000 tonnellate.
S45	Bettolina per varo di piattaforme fino a 20.000 tonnellate.
S46	Bettolina da carico in coperta.
S47	Bettolina da carico in coperta.
Bos 600	Bettolina per varo di piattaforme fino a 30.000 tonnellate.
FPSO - Cidade de Vitoria	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di 100.000 barili.
FPSO - Gimboa	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di 60.000 barili.

Engineering & Construction Onshore

Quadro generale

Nel settore Engineering & Construction Onshore il Gruppo Saipem focalizza la propria attività prevalentemente sull'esecuzione di progetti di elevate dimensioni e complessità dal punto di vista ingegneristico, tecnologico e realizzativo, con un forte orientamento verso attività in aree complesse e difficili, remote e in condizioni ambientali particolarmente sfidanti.

Saipem ha raggiunto un posizionamento competitivo globale di eccellenza, fornendo una gamma completa di servizi integrati di ingegneria di base e di dettaglio, di approvvigionamento, di project management e di costruzione, rivolgendosi principalmente ai mercati dell'industria petrolifera, delle grandi infrastrutture civili e marine e delle attività ambientali. In numerosi mercati di attività, particolarmente rilevante è l'attenzione dedicata alla massimizzazione del contenuto locale nella realizzazione dei progetti.

Le aree presidiate stabilmente e in cui è esercitata un'attività continuativa sono la Penisola Arabica e la maggior parte dei Paesi del Medio Oriente, l'Africa Occidentale, il Nord Africa, l'Europa, la Russia, il Kazakistan e il subcontinente indiano, con un'attenzione crescente verso il Canada, vari Paesi dell'America Latina e l'Australia.

Il contesto di mercato

Continua il trend positivo iniziato lo scorso anno con un'economia mondiale in crescita e un graduale aumento della domanda di energia, trainata soprattutto dalle economie emergenti (Cina, India, Brasile) e permane un cauto ottimismo sullo scenario economico di medio termine. L'aumento dei prezzi delle materie prime non ha impedito il mantenimento di livelli stabili di attività nell'impiantistica onshore e la crescita di alcuni settori (in particolare Upstream e Midstream), grazie anche all'aumento delle quotazioni petrolifere.

Il prezzo del Brent è aumentato nel corso del semestre per gli effetti della catastrofe nucleare giapponese e delle recenti tensioni politiche che hanno colpito i Paesi del Nord Africa e del Medio Oriente. Le quotazioni del petrolio dovrebbero rimanere alte per tutto il 2011 favorendo il rispetto dei target di spesa delle Oil company, in crescita rispetto al 2010. Permane però, come fattore di rischio per gli investimenti nel settore E&C, la possibilità che un prezzo del petrolio troppo alto metta in pericolo la ripresa economica mondiale.

Oltre alle fonti convenzionali, nella produzione del gas, diventa sempre più economico e diffuso lo sfruttamento di nuovi giacimenti non convenzionali in America e, in prospettiva, in Cina, Australia e proba-

bilmente anche in Europa (dove le dimensioni dei giacimenti sono comparabili con quelle del Nord America). In proposito si segnala che negli ultimi due anni si è assistito a un vero "shock" nel mercato del gas, dove un eccesso di offerta ha provocato un rapido crollo dei prezzi, rallentando i nuovi investimenti. I principali fattori che hanno alimentato tale dinamica sono stati da un lato l'impressionante crescita della produzione di gas naturale da fonti non convenzionali negli USA e l'avviamento dei mega-impianti di liquefazione in Qatar, e dall'altro il contemporaneo indebolimento della domanda nei Paesi economicamente più avanzati, per effetto della crisi economica. La catastrofe in Giappone e il ripensamento sul nucleare da parte di diversi Paesi, insieme con la ripresa economica globale e con la crescita sostenuta della domanda in Asia-Pacifico, stanno cambiando i fondamentali del mercato del gas, la cui domanda è attesa crescere, con conseguenze positive sul prezzo.

L'assegnazione di nuovi contratti nei primi mesi del 2011 ha risentito di un rallentamento (a eccezione delle aree del Medio Oriente, per il segmento dell'upstream, e dell'Asia-Pacifico, per il segmento GNL) ma, in prospettiva, il mercato E&C Onshore mostra un significativo potenziale di recupero, le cui tempistiche di realizzazione dipenderanno sia da fattori geopolitici/strategici sia dall'evoluzione della situazione economico-finanziaria delle economie più avanzate.

Il parallelo aumento dei servizi di front-end engineering and design (FEED) segnala gli sforzi di ottimizzazione dei costi e tempi di sviluppo dei nuovi progetti e la tendenza delle società petrolifere a confrontare differenti alternative di sviluppo.

L'**upstream** è il settore trainante le assegnazioni di nuovi contratti nei primi mesi del 2011, soprattutto in Medio Oriente (Arabia Saudita e Qatar) e Nord Africa (Algeria). Il settore ha un buon potenziale di sviluppo nel breve-medio termine, per via della crescita della domanda di combustibili e di energia elettrica e per la necessità di rimpiazzare la produzione dai campi in declino, mantenendo un adeguato livello di spare capacity. Sono annunciati massicci programmi di investimento nella produzione di petrolio in Paesi come l'Iraq e gli Emirati Arabi, nonché – viste le alte quotazioni del greggio – nei giacimenti di oli non convenzionali in Canada e, probabilmente, in Venezuela.

Il settore delle **condotte** conferma il suo ruolo strategico con l'assegnazione di contratti per la costruzione di nuove linee, in particolare in Russia e nei Paesi limitrofi, con un'enfasi particolare sulle condotte verso la Cina. Nei primi mesi del 2011 sono stati assegnati anche progetti nel Medio Oriente e nell'area Asia-Pacifico (Australia). Nel medio periodo rimangono buone le prospettive di assegnazione di nuovi contratti in questo segmento sempre in Medio Oriente e nell'ex Unione Sovietica (sia verso l'Europa sia verso l'Asia Orientale), nonché per lo sviluppo delle nuove risorse

nelle Americhe (da Canada e Alaska verso gli Stati Uniti orientali e la costa pacifica).

L'assegnazione di **impianti di liquefazione del gas naturale** non mostra ancora segnali di ripresa, ma un recupero da questo punto di vista potrebbe derivare dalla crescita della domanda attesa a valle del terremoto in Giappone, in sostituzione dell'energia prodotta dal nucleare. In questo contesto dovrebbero giocare un ruolo importante i progetti in Australia dove si intende sfruttare nuovi giacimenti, alcuni dei quali non convenzionali, relativamente vicini ai grandi mercati asiatici. Altre aree potenzialmente interessanti dovrebbero essere l'Africa Occidentale (Nigeria, Angola) e la Russia.

Il settore della **raffinazione** ha registrato un rallentamento nelle acquisizioni nei primi mesi del 2011 con l'assegnazione di pochi progetti in Arabia Saudita, in Brasile e nell'Est Europa; viceversa è stata negli ultimi anni uno dei maggiori settori trainanti, con nuovi grandi progetti per le export refineries (impianti vicini alla produzione di greggio e non ai mercati di consumo) in Medio Oriente (Emirati Arabi e Arabia Saudita). In prospettiva la crescita della domanda di combustibili in Asia-Pacifico, Medio Oriente e America Latina dovrebbe compensare il calo dei consumi nei Paesi occidentali, lasciando prevedere che continui il trend di chiusura di piccole raffinerie tecnicamente obsolete, da rimpiazzare con upgrade delle grandi raffinerie dei Paesi occidentali e con nuove raffinerie, più moderne e più grandi, in grado di privilegiare la produzione di diesel e di ridurre l'impatto ambientale. Si prevede inoltre che la costruzione di nuovi impianti abbia luogo prevalentemente nelle aree a più forte tasso di crescita economica.

Il settore **petrolchimico**, caratterizzato da forte ciclicità negli investimenti, ha continuato a risentire degli effetti legati alla crisi e alla sovracapacità creatasi nell'ultima recente fase di investimenti, sostenuti in particolare in Medio Oriente. Il calo della domanda negli anni 2008-2009 nelle aree Nord America ed Europa, compensato solo parzialmente dalla crescita in Medio Oriente e Asia-Pacifico, ha determinato un sensibile rallentamento delle nuove iniziative. A parte i mega-impianti per l'esportazione nel Medio Oriente (soprattutto negli Emirati Arabi), pochi nuovi progetti sono stati assegnati nei primi mesi del 2011. A valle del riassorbimento dell'attuale surplus produttivo, i progetti più rilevanti dovrebbero essere localizzati in Asia (Cina e India) e Medio Oriente (Arabia Saudita in particolare), in ragione della tendenza dell'industria a trasferirsi verso queste aree. Ulteriori opportunità potrebbero arrivare anche dal Sud America e forse dalla Russia.

La domanda di **fertilizzanti** è in crescita e ci sono numerosi progetti, con buone prospettive di assegnazione a breve, nell'area Asia-Pacifico (India in particolare) e Sud America (Venezuela), dove questa produzione risulta strategica a fini alimentari.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative nel corso del primo semestre 2011 sono relative ai seguenti lavori:

- per conto Rete Ferroviaria Italiana SpA (Gruppo FS), in Italia, il contratto per la progettazione esecutiva, la direzione lavori e la realizzazione di trentanove chilometri Alta Velocità e di dodici chilometri di interconnessioni con la linea convenzionale esistente, fra Treviglio e Brescia, attraverso le province di Milano, Bergamo e Brescia, oltre ai lavori di complementari, quali sistema di alimentazione elettrica, viabilità interferita, nuova viabilità e opere di mitigazione ambientale;
- per conto Gladstone LNG Operations Pty Ltd, in Australia, il contratto, di tipo EPC (Engineering, Procurement, Construction), per le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una condotta per il trasporto di gas, che collegherà i giacimenti dei Bacini di Bowen e Surat alla Gladstone State Area Development (GSDA) nei pressi della città di Gladstone, Queensland, dove sarà costruito un impianto di liquefazione ed esportazione di GNL (gas naturale liquefatto);
- sono stati inoltre acquisiti nuovi contratti e negoziate variazioni contrattuali su progetti in corso di esecuzione, principalmente in Africa del Nord e in Africa Occidentale.

Gli investimenti

Nel comparto Engineering & Construction Onshore gli investimenti sono principalmente riconducibili all'acquisto e all'approntamento di mezzi e attrezzature necessari per l'esecuzione dei progetti.

Le realizzazioni

Le attività Engineering & Construction Onshore svolte durante il semestre hanno raggiunto un nuovo record in termini di ricavi. Di seguito, per le varie aree, si riportano le maggiori realizzazioni.

In Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco, sono continuate le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC (Engineering, Procurement, Construction), **Manifa Field**, per la realizzazione degli impianti di separazione olio gas (CPF) del giacimento di Manifa, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di tre treni di separazione di gas e greggio (GOSP), delle unità di trattamento e compressione del gas, dei collettori di ingresso del greggio e del sistema di torcia.

In Qatar:

- sono state completate le attività di costruzione e avviamento relative al progetto, di tipo EPC, per conto Qatar Shell Ltd, **Pearl Gas To Liquids (GTL)**, per la realizzazione di un impianto di trattamento delle acque di scarico nella città industriale di Ras Laffan;
- per conto Qatar Fertiliser Co SAQ, nel complesso industriale di Qafco, nella città di Mesaieed, è in corso il progetto di tipo EPC, **Qafco 5 - Qafco 6**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e avviamento di quattro nuovi impianti per la produzione di ammoniaca e urea e delle unità di produzione di servizi associate. Gli impianti andranno a formare il più grande complesso per la produzione di ammoniaca e urea nel mondo.

Negli Emirati Arabi Uniti sono continuate le attività relative al progetto, di tipo EPC, per conto Abu Dhabi Gas Development Co Ltd, nell'ambito dello sviluppo del giacimento gas ad alto contenuto di zolfo di **Shah**. Lo sviluppo del giacimento prevede il trattamento di un miliardo di piedi cubi al giorno di gas, la separazione in loco di gas e zolfo e il loro successivo trasporto in condotte e collegamento alla rete gas nazionale ad Habshan e Ruwais, nel nord dell'Emirato.

In Kuwait:

- sono in corso di finalizzazione le attività di costruzione relative al progetto, di tipo EPC, per conto Kuwait Oil Co (KOC), **BS 160**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e messa in esercizio di una nuova stazione di trattamento gas composta da due treni per la compressione e deidratazione del gas, che verrà destinato alla raffineria di Mina Al Ahmadi;
- sono in progresso le attività di costruzione relative al progetto, di tipo EPC, per conto Kuwait Oil Co (KOC), per la sostituzione dei sistemi di compressione presso i **Gathering Centres 07, 08 e 21** situati nel sud del Paese. I lavori prevedono le attività di ingegneria, approvvigionamento, demolizione e smaltimento degli impianti esistenti, costruzione, installazione, avvio degli impianti, nonché l'addestramento del personale per tre nuovi compressori;
- sono in progresso le attività relative al progetto di tipo EPC, per conto Kuwait Oil Co (KOC), **BS 171**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una nuova stazione di pompaggio comprendente tre linee di gas ad alta e bassa pressione per la produzione di gas secco e di condensati;
- sono iniziate le attività di ingegneria relative al progetto **Jurassic**, di tipo EPC, per conto Kharafi National, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e messa in esercizio delle strutture di trattamento olio e gas per lo sfruttamento del giacimento Jurassic, situato nel nord del Kuwait. Il progetto prevede inoltre l'installazione di un sistema di condotte per la raccolta e il trasporto degli idrocarburi e la costruzione di un impianto per la raccolta dello zolfo.

In Oman, per conto SIDC (Sohar International Development Co), sono in via di completamento le attività relative al contratto per la progettazione e la costruzione di un terminale marittimo per il carico e lo scarico di minerali, nel porto di **Sohar**, 150 chilometri circa a nord-ovest di Muscat.

In Pakistan, per conto **Engro Chemical Pakistan Ltd (ECPL)**, è stato completato il progetto relativo alla fornitura delle licenze tecnologiche, dell'ingegneria, dell'approvvigionamento e della supervisione alla realizzazione di un impianto per la produzione di ammoniaca e urea, completo delle relative strutture di servizio, localizzato a Daharki, circa 450 chilometri a nord-est di Karachi.

In Siria, per conto Dijla Petroleum Co, sono in corso le attività relative al progetto chiavi in mano, **Khurbet East Central Processing Facility**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione delle strutture per lo sfruttamento del giacimento.

In Algeria, per conto Sonatrach:

- sono continuate le attività di costruzione relative al contratto, di

tipo EPC, per la realizzazione delle infrastrutture relative a un impianto di trattamento di GPL (Gas di Petrolio Liquefatti) nel complesso petrolifero di **Hassi Messaoud**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di tre treni di GPL;

- sono continuate le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, **LNG GL3Z Arzew**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di un impianto per la liquefazione di gas naturale (GNL) e la realizzazione di utility, di un'unità di generazione di energia elettrica e del molo;
- sono continuate le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, per conto Sonatrach e First Calgary Petroleum, per la realizzazione di un impianto per il trattamento del gas proveniente dal giacimento **Menzel Ledjmet East** e dagli sviluppi futuri dei campi del Central Area Field Complex. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di un centro di raccolta e trattamento del gas naturale con relative condotte di esportazione;
- sono continuate le attività relative al contratto, di tipo EPC, **Ammonia/Urea Arzew**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione del terminale marittimo destinato all'esportazione dei prodotti del futuro impianto di Ammonia/Urea di Arzew, località situata circa 400 chilometri a ovest di Algeri;
- sono continuate le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, per la realizzazione del gasdotto **GK3 - lotto 3**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di un sistema di trasporto del gas naturale. Il lotto 3 consiste in un sistema di gasdotti che collegherà la località di Mechtatine a Tamlouka nel nord-est del Paese e da qui proseguirà verso due località situate sulla costa nord-orientale algerina, Skikda ed El-Kala.

In Nigeria:

- per conto Total Exploration and Production Nigeria Ltd (TEPNG), operatore della joint venture NNPC/TEPNG, è in corso il contratto, di tipo EPC, **OML 58 Upgrade**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, demolizione, smontaggio, costruzione e commissioning relative a esistenti e nuove unità presso gli impianti di trattamento gas di Obagi e Obite;
- per conto ChevronTexaco sono in corso le attività relative al progetto, di tipo EPC, **Escravos GTL**. L'impianto sarà costituito da due treni paralleli;
- per conto del Rivers State Government è in corso il contratto, di tipo EPC, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e commissioning di una **OCGT** (open cycle gas turbine) power generation unit, a Port Harcourt;
- per conto della joint venture tra Nigerian National Petroleum Corp (NNPC) e Chevron, è in corso il progetto, di tipo EPC (Engineering, Procurement, Construction), **Olero Creek Restoration**, che prevede il ripristino di alcune strutture produttive nella zona paludosa di Olero Creek, nello stato del Delta.

In Italia:

- per conto Eni Divisione Refining & Marketing, sono in corso le attività di costruzione per la prima applicazione su scala commerciale della Tecnologia EST (Eni Slurry Technology), nell'ambi-

to del progetto per la costruzione di una raffineria a Sannazzaro. La tecnologia EST, al cui sviluppo Saipem ha dato un significativo contributo, può convertire quasi completamente i residui di greggi pesanti in distillati più leggeri;

- per conto Rete Ferroviaria Italiana SpA (Gruppo FS), sono iniziate le attività relative al contratto per la progettazione esecutiva, la direzione lavori e la realizzazione di trentanove chilometri Alta Velocità e di dodici chilometri di interconnessioni con la linea convenzionale esistente, fra Treviglio e Brescia, attraverso le province di Milano, Bergamo e Brescia, oltre ai lavori di complementari, quali sistema di alimentazione elettrica, viabilità interferita, nuova viabilità e opere di mitigazione ambientale.

In Congo, per conto del Porto Autonomo di Pointe Noire, sono continuate le attività relative al progetto per la ricostruzione e l'estensione del terminale container di **Pointe Noire**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di un molo e degli elementi accessori.

In Polonia, per conto Polskie Lng, sono continuate le attività relative al progetto, di tipo EPC, **Polskie**, per la realizzazione di un terminale di rigassificazione. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione delle strutture di rigassificazione, inclusi due serbatoi di stoccaggio di gas liquido.

In Canada, per conto Husky Oil, sono continuate le attività relative al progetto di tipo EPC, **Sunrise**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione delle Central Processing Facility, costituite da due impianti.

In Messico, per conto PEMEX, sono proseguite le attività nell'ambito del contratto di tipo EPC, **Tula e Salamanca**, per la realizzazione di due unità di desulfurizzazione e due unità di rigenerazione delle ammine presso due raffinerie, di proprietà del Cliente, Miguel Hidalgo (nei pressi della città di Tula) e Antonio M Amor (nei pressi della città di Salamanca) a un'altitudine rispettivamente di 2.000 e 1.700 metri sopra il livello del mare.

In Australia:

- per conto Chevron, sono in corso le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, **Gorgon LNG**, per la realizzazione di un molo e delle strutture marittime associate. I lavori riguardano le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, costruzione e messa in esercizio del molo e delle relative strutture marittime per il nuovo impianto Chevron Gorgon LNG sito sull'isola di Barrow, 70 chilometri circa al largo della costa di Pilbara nell'Australia Occidentale;
- per conto Gladstone LNG Operations Pty Ltd, sono iniziate le attività relative al contratto, di tipo EPC (Engineering, Procurement, Construction), **Gladstone LNG**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una condotta per il trasporto di gas, che collegherà i giacimenti dei Bacini di Bowen e Surat alla Gladstone State Development Area (GSDA) nei pressi della città di Gladstone, Queensland, dove sarà costruito un impianto di liquefazione ed esportazione di GNL (gas naturale liquefatto).

Drilling Offshore

Quadro generale

I principali mezzi navali del Gruppo Saipem sono: il Saipem 12000, nave di perforazione di nuova costruzione, idonea a operare in posizionamento dinamico su fondali fino a 3.600 metri; il Saipem 10000, nave di perforazione idonea a operare in posizionamento dinamico su fondali fino a 3.000 metri; lo Scarabeo 7, mezzo semisommersibile in grado di operare su fondali fino a 1.500 metri; lo Scarabeo 5, mezzo semisommersibile della quarta generazione, capace di lavorare su fondali di oltre 1.800 metri e di perforare a una profondità di 9.000 metri. Completano la flotta tre mezzi semisommersibili, sette jack-up e un Tender Assisted Drilling unit (TAD). Nel settore Drilling Offshore il Gruppo ha operato nel primo semestre 2011 in West Africa, in Nord Africa, nel Golfo di Suez, nel Golfo Arabico, in Australia, in Norvegia, in Perù, in Indonesia, in Italia e a Timor Est.

Il contesto di mercato

Durante il primo semestre 2011 il buon andamento del prezzo del petrolio e qualche segnale di dinamismo dell'economia a livello mondiale stanno gradualmente riportando ottimismo anche nel settore del Drilling Offshore, nonostante l'impatto delle tensioni nei Paesi del Medio Oriente e Nord Africa e l'allungamento dei tempi con cui vengono rilasciati i nuovi permessi di perforazione nel Golfo del Messico post-Macondo.

Nei primi sei mesi del 2011 il numero complessivo di jack-up sotto contratto è rimasto sostanzialmente invariato rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Il completamento e la consegna di numerosi nuovi jack-up nel corso del primo semestre 2011 e le previsioni di consegna per la fine dell'anno dovrebbero continuare da un lato a spingere la messa fuori produzione dei mezzi più obsoleti, dall'altro a determinare rate giornaliere stabili per tutto il 2011 su livelli ancora inferiori rispetto al periodo pre-crisi.

Gli impianti di ultima generazione continuano a registrare rate più elevate rispetto ai jack-up standard.

Il numero di drillship attive nel corso del primo semestre 2011 è cresciuto rispetto al corrispondente periodo del 2010, con un discreto incremento delle attività in Brasile; per i semisommersibili si segnala una lieve diminuzione dei contratti attivi per i mezzi meno evoluti, mentre si continuano a prediligere i mezzi di quinta e sesta generazione.

Le rate giornaliere delle drillship mostrano una tendenza al rialzo nel Sud-Est Asiatico e nell'Africa Occidentale, mentre le rate dei semisommersibili crescono principalmente in America Latina, con una certa stabilità nelle altre aree.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative del periodo sono relative ai seguenti lavori:

- per conto Eni, l'estensione per ventiquattro mesi, a partire da agosto 2012, del contratto di utilizzo della nave di perforazione Saipem 10000;
- per conto Addax Petroleum, l'estensione per un periodo di dodici mesi con due opzioni di sei mesi ciascuna, del contratto di utilizzo del mezzo di perforazione semisommersibile Scarabeo 3, in Nigeria;
- per conto NDC (National Development Company), l'estensione per un periodo di dodici mesi, a partire dal secondo trimestre 2011, del contratto di utilizzo del jack-up Perro Negro 2;
- per conto Total, il contratto per il noleggio del jack-up Perro Negro 6, per attività di perforazione in acque angolane per un periodo di tre mesi.

Gli investimenti

Tra le attività di investimento relative al Drilling Offshore sono da segnalare:

- il proseguimento delle attività di costruzione della nuova piattaforma semisommersibile di perforazione in acque profonde Scarabeo 8, che opererà in Norvegia per conto Eni Norge;
- il proseguimento delle attività di costruzione della nuova piattaforma semisommersibile di perforazione in acque profonde, Scarabeo 9, che opererà nel Golfo del Messico;
- interventi di rimessa in classe e investimenti effettuati sulla flotta per rendere i mezzi adeguati alle normative internazionali e alle richieste specifiche delle società committenti.

Le realizzazioni

L'attività ha riguardato l'esecuzione di 30 pozzi per un totale di 89.754 metri perforati.

La nave di perforazione per alti fondali di nuova costruzione **Saipem 12000** ha continuato a operare, nell'ambito di un contratto pluriennale nell'offshore angolano, per conto Total Exploration & Production.

La nave di perforazione per alti fondali **Saipem 10000**, terminate a fine gennaio le operazioni a Timor Est, per conto Eni, ha iniziato a operare a febbraio, per conto Eni, nell'offshore australiano.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 3** ha continuato l'attività di perforazione nell'offshore nigeriano per conto Addax Petroleum.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 4** ha continuato a operare in Egitto per conto International Egyptian Oil Co (IEOC).

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 5** ha continuato a operare nell'offshore norvegese, per conto Statoil.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 6** ha continuato le operazioni di perforazione in Egitto, per conto Burullus Gas Co.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 7** ha continuato a operare in Angola, per conto Eni Angola.

Il jack-up **Perro Negro 2**, terminate le attività ad Abu Dhabi, per conto Total Abu Bukhoosh, ha iniziato a operare ad aprile, in UAE, per conto National Drilling Company.

Il jack-up **Perro Negro 3** ha continuato le operazioni di perforazione nel Golfo Persico, per conto Harrington Dubai.

Il jack-up **Perro Negro 4** ha continuato a operare in Egitto, per conto Petrobel.

Il jack-up **Perro Negro 5** ha continuato a operare in Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco.

Il jack-up **Perro Negro 6** ha continuato a operare in Angola, per conto Sonangol.

Il jack-up **Perro Negro 7** ha proseguito le operazioni di perforazione in Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco.

Il jack-up di nuova costruzione **Perro Negro 8** ha continuato le ope-

razioni di perforazione in Italia, per conto Eni Divisione Exploration & Production.

L'impianto **Packaged 5820** ha dapprima continuato le attività operative nell'offshore libico, per conto Mabruk Oil Operations Co, poi sospese da marzo, in accordo con la committente, per ragioni di sicurezza.

In Congo sono continuate le attività di perforazione del nuovo tender assisted rig **TAD 1**, per conto Eni Congo SA.

Sempre in Congo sono proseguiti i lavori di workover e manutenzione degli impianti della committente sulle piattaforme fisse di Eni Congo SA.

In Perù, per conto Savia SA (ex Petrotech), tre impianti hanno eseguito ottantacinque interventi di workover e pulling e tre tender assisted rig hanno perforato quattro pozzi.

Utilizzo mezzi navali

L'utilizzo dei principali mezzi navali nel primo semestre 2011 è stato il seguente:

Mezzo navale	N. giorni venduti
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 3	151 (*)
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 4	181
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 5	157 (**)
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 6	168 (**)
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 7	181
Nave di perforazione Saipem 10000	181
Nave di perforazione Saipem 12000	181
Jack-up Perro Negro 2	181
Jack-up Perro Negro 3	181
Jack-up Perro Negro 4	181
Jack-up Perro Negro 5	181
Jack-up Perro Negro 6	181
Jack-up Perro Negro 7	181
Jack-up Perro Negro 8	181
Tender Assisted Drilling Unit	181

(*) Nel complemento a 181 giorni è stato interessato da lavori di rimessa in classe.

(**) Nel complemento a 181 giorni è stato interessato da lavori di manutenzione a seguito di problematiche tecniche.

Drilling Onshore

Quadro generale

Nel settore Drilling Onshore il Gruppo Saipem ha operato nel primo semestre 2011 in Italia, Algeria, Arabia Saudita, Brasile, Bolivia, Colombia, Congo, Ecuador, Kazakhstan, Perù, Ucraina e Venezuela.

Il contesto di mercato

Durante il primo semestre 2011 il positivo andamento del prezzo del petrolio ha sostenuto la ripresa degli investimenti in esplorazione determinando una forte crescita dell'utilizzo di rig onshore.

Negli Stati Uniti e in Canada si è verificata una forte ripresa dell'attività con un numero di mezzi attivi significativamente maggiore rispetto al 2010 e con utilizzi medi attesi nel 2011 almeno in linea con quelli del 2008.

Nel resto del mondo, dove la crisi è stata meno intensa rispetto agli USA (nel 2010 utilizzo della flotta internazionale già oltre i livelli del 2008), si prevede che l'attività media del 2011 cresca significativamente rispetto al 2010. Tra le aree più dinamiche troviamo il Medio Oriente, l'America Latina e, in parte, l'Europa.

In parallelo al consolidamento del livello di utilizzo della flotta nel corso del 2011 si prevede anche una graduale ripresa delle tariffe.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative del periodo sono relative ai seguenti lavori:

- per conto Saudi Aramco, il contratto per il noleggio di nove impianti con una durata da uno a tre anni, in Arabia Saudita;
- per conto di vari clienti, contratti per l'utilizzo di cinque impianti in Perù, Colombia e Bolivia con una durata tra uno e due anni;
- per conto di vari clienti, contratti per l'utilizzo di nove impianti in Perù e Colombia con una durata compresa tra quattro e dodici mesi;
- per conto Ural Oil e Samek, due contratti per il noleggio di due mezzi di perforazione, in Kazakhstan, rispettivamente con una durata di quattro e di dodici mesi.

Gli investimenti

Tra le attività di investimento relative al Drilling Onshore sono da segnalare:

- la conclusione delle attività di costruzione di un nuovo impianto destinato a operare in Kazakhstan, per conto Agip KCO;

- gli interventi di miglioramento e integrazione realizzati sugli impianti per mantenere l'efficienza operativa.

Le realizzazioni

L'attività ha riguardato l'esecuzione di 136 pozzi per un totale di 462.367 metri perforati.

In **Italia** l'attività di perforazione a terra è stata svolta per conto Eni Divisione Exploration & Production utilizzando un impianto per la perforazione e il workover di pozzi profondi, nella provincia di Potenza, mentre un secondo impianto ha continuato le operazioni, per conto Total Italia, nella provincia di Matera.

In **Arabia Saudita** otto impianti hanno lavorato per conto Saudi Aramco.

In **Algeria** hanno lavorato sette impianti per conto dei Clienti First Calgary Petroleum, Gazprom, ConocoPhillips e Groupement Sonatrach Agip.

In **Congo** hanno lavorato due impianti per conto di Eni Congo.

In **Perù** sono presenti otto impianti di perforazione e tredici impianti di workover e pulling; inoltre, sono gestiti cinque impianti di terzi. Gli impianti di perforazione hanno perforato quindici pozzi per conto dei clienti Petrominerales, Pluspetrol, Interoil, Sapet, Savia SA, BPZ Resources, Talisman e Petrobras; sono stati inoltre eseguiti cinquecentosessantaquattro interventi di workover e pulling per conto Pluspetrol, Petrobras, Savia SA (ex Petrotech) e Interoil.

In **Venezuela** sono presenti ventiquattro impianti di perforazione e quattro impianti di workover e pulling. Gli impianti di perforazione hanno perforato cinquantadue pozzi, principalmente per conto PDVSA, oltre che per conto Petroquiriquire e Baripetrol; sono stati inoltre eseguiti sessantuno interventi di workover e pulling per conto PDVSA.

In **Colombia** sette impianti hanno perforato ventisei pozzi per conto Petrolifera, Pacific Rubiales, Hocol, Parex, Ecopetrol, Winchester, Oxy Colombia, Petrominerales e Occidental.

In **Brasile** tre impianti di perforazione hanno perforato nove pozzi per conto Petrobras.

In **Ecuador** due impianti hanno perforato quattro pozzi per conto Agip Oil Ecuador e Repsol.

In **Bolivia** due impianti hanno perforato due pozzi per conto YPFB Andina.

In **Kazakhstan** è proseguita l'attività di work over per conto Karachaganak Petroleum Operating (KPO) nella provincia di Uralsk. Sono stati utilizzati due impianti presi a noleggio dalla statunitense Parker.

Sempre nella provincia di Uralsk ha continuato a operare anche un impianto di medio/alta potenza per conto di Zhaikmunai LLP; un secondo impianto ha proseguito le attività con la committente U.O.G. nell'ambito di un contratto per la realizzazione di due pozzi.

Nella provincia di Aktobe un impianto di alta potenza sta portando a termine la realizzazione di due pozzi per conto Oiltechgroup.

Per conto Agip KCO ha continuato a operare nell'ambito di un contratto per la realizzazione di quattordici pozzi uno dei due impianti di nuova realizzazione.

Per conto EMKI sono continuate le operazioni di smontaggio per i due impianti di proprietà del cliente e la conversione di uno di questi per la successiva mobilitazione da Kashagan D-Island su una differente isola.

In **Ucraina** hanno terminato le operazioni due impianti per conto Regal Petroleum.

Utilizzo impianti

L'attività operativa ha comportato un utilizzo medio degli impianti del 94,3% (95,8% nel corrispondente periodo del 2010); gli impianti di proprietà al 30 giugno 2011 ammontano a 89, dislocati nei seguenti Paesi: 28 in Venezuela, 21 in Perù, 8 in Arabia Saudita, 7 in Algeria, 7 in Colombia, 5 in Kazakhstan, 3 in Brasile, 2 in Bolivia, 2 in Congo, 2 in Ecuador, 2 in Italia e 2 in Ucraina. Inoltre sono stati utilizzati 6 impianti di terzi in Perù, 4 impianti di terzi in Kazakhstan (di cui 2 dalla joint company SaiPar).

Commento ai risultati economico-finanziari

Come più volte evidenziato, i volumi di ricavi realizzati e la redditività a essi associata, specialmente nelle attività Engineering & Construction, e in misura inferiore nelle attività di Drilling, non sono lineari nel tempo, dipendendo tra l'altro, oltre che dall'anda-

mento del mercato, da fattori climatici e dalla programmazione dei singoli lavori. Conseguentemente, i dati di una frazione di esercizio possono variare significativamente rispetto a quelli dei corrispondenti periodi di altri esercizi e non consentono l'estrapolazione all'intero anno.

Risultati economici

Gruppo Saipem - Conto economico

Esercizio 2010	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2010	2011	
11.160	Ricavi della gestione caratteristica	5.385	6.021	11,8
14	Altri ricavi e proventi	5	5	
(7.711)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(3.740)	(4.180)	
(1.627)	Lavoro e oneri relativi	(786)	(833)	
1.836	Margine operativo lordo (EBITDA)	864	1.013	17,2
(517)	Ammortamenti e svalutazioni	(237)	(302)	
1.319	Utile operativo (EBIT)	627	711	
(110)	Oneri finanziari netti	(63)	(67)	
13	Proventi netti su partecipazioni	4	8	
1.222	Utile adjusted prima delle imposte	568	652	14,8
(344)	Imposte sul reddito	(158)	(183)	
878	Utile adjusted prima degli interessi di terzi azionisti	410	469	14,4
(50)	Risultato di competenza di terzi azionisti	(30)	(31)	
828	Utile netto adjusted	380	438	15,3
17	Plusvalenza cessione partecipazioni	-	-	
(1)	Gestione fiscale	-	-	
844	Utile netto	380	438	15,3

I ricavi della gestione caratteristica realizzati nel corso del primo semestre 2011 ammontano a 6.021 milioni di euro, con un aumento dell'11,8% rispetto a quelli dello stesso periodo del 2010, grazie ai maggiori volumi di attività sviluppati in tutti i settori.

Il margine operativo lordo (EBITDA), pari a 1.013 milioni di euro, registra un incremento del 17,2% rispetto al medesimo periodo del 2010.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali sono pari a 302 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2010, principalmente a causa dell'entrata in operatività di nuovi mezzi nel settore Drilling Offshore.

L'utile operativo (EBIT) conseguito nel primo semestre 2011, pari a 711 milioni di euro, aumenta di 84 milioni di euro rispetto a quello consuntivato nel primo semestre 2010, come commentato nel dettaglio di seguito analizzando l'andamento delle varie attività.

Gli oneri finanziari netti aumentano, rispetto al primo semestre 2010, di 4 milioni di euro, principalmente a causa del maggiore indebitamento medio netto.

I proventi netti su partecipazioni, pari a 8 milioni di euro, sono in aumento rispetto al corrispondente semestre 2010 per la positiva conclusione di un progetto eseguito da una collegata.

L'utile adjusted prima delle imposte si attesta a 652 milioni di euro, con un incremento del 14,8% rispetto al primo semestre 2010.

Le imposte sul reddito, pari a 183 milioni di euro, aumentano di 25 milioni di euro rispetto al medesimo periodo del 2010, come conseguenza principalmente dell'aumento della base imponibile; il tax rate passa dal 27,8% del primo semestre 2010 al 28,1% del primo semestre 2011.

L'utile netto adjusted raggiunge l'importo record di 438 milioni di euro, con un incremento del 15,3% rispetto al primo semestre 2010.

Utile operativo e costi per destinazione

Esercizio 2010	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2010	2011	
11.160	Ricavi della gestione caratteristica	5.385	6.021	11,8
(9.361)	Costi della produzione	(4.514)	(5.081)	
(131)	Costi di inattività	(62)	(50)	
(143)	Costi commerciali	(74)	(81)	
(12)	Costi di ricerca e sviluppo	(6)	(7)	
(10)	Proventi (oneri) diversi operativi netti	(10)	1	
(184)	Spese generali	(92)	(92)	
1.319	Utile operativo (EBIT)	627	711	13,4

Il Gruppo Saipem ha conseguito nel primo semestre 2011 **ricavi della gestione caratteristica** di 6.021 milioni di euro con un aumento di 636 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010.

I costi della produzione, che comprendono i costi diretti delle commesse di vendita e gli ammortamenti dei mezzi e attrezzature impiegati, sono complessivamente ammontati a 5.081 milioni di euro con un significativo incremento (567 milioni di euro) coerente con i maggiori volumi del periodo.

I costi di inattività sono diminuiti di 12 milioni di euro, principalmente a causa di un maggiore utilizzo dei mezzi navali del settore E&C Offshore.

I costi commerciali, pari a 81 milioni di euro, registrano un incremento (7 milioni di euro) rispetto al medesimo periodo del 2010, come conseguenza di una più intensa attività commerciale.

Le spese di ricerca rilevate tra i costi di gestione registrano un incremento di 1 milione di euro.

Le spese generali pari a 92 milioni di euro, sono in linea con il primo semestre 2010.

L'**utile operativo (EBIT)** registra un incremento del 13,4% rispetto al primo semestre 2010.

Analizzando i risultati espressi dalle principali attività:

Engineering & Construction Offshore

Esercizio 2010	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2010	2011
4.486	Ricavi della gestione caratteristica	2.159	2.374
(3.654)	Costo del venduto	(1.761)	(1.938)
832	Margine operativo lordo (EBITDA)	398	436
(219)	Ammortamenti e svalutazioni	(100)	(114)
613	Utile operativo (EBIT)	298	322

I ricavi del primo semestre del 2011 ammontano a 2.374 milioni di euro, con un incremento del 10% rispetto al corrispondente periodo del 2010, riconducibile principalmente ai maggiori volumi sviluppati in Nord Europa e in Africa Occidentale.

L'incremento di attività operativa determina un aumento del 10,1% del costo del venduto, pari a 1.938 milioni di euro, rispetto al primo semestre 2010.

Gli ammortamenti risultano superiori di 14 milioni di euro rispetto a quanto consuntivato nel medesimo periodo del 2010.

L'utile operativo (EBIT) del primo semestre 2011 ammonta a 322 milioni di euro, pari al 13,6% dei ricavi, rispetto ai 298 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010, pari al 13,8% dei ricavi. L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al 18,4%, in linea con il corrispondente periodo del 2010.

Engineering & Construction Onshore

Esercizio 2010	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2010	2011
5.236	Ricavi della gestione caratteristica	2.555	2.885
(4.827)	Costo del venduto	(2.361)	(2.637)
409	Margine operativo lordo (EBITDA)	194	248
(39)	Ammortamenti e svalutazioni	(18)	(17)
370	Utile operativo (EBIT)	176	231

I ricavi del primo semestre del 2011 ammontano a 2.885 milioni di euro, con un incremento del 12,9% rispetto al corrispondente periodo del 2010, riconducibile principalmente ai maggiori volumi sviluppati in Algeria e Canada.

Anche il costo del venduto pari a 2.637 milioni di euro, coerentemente con i ricavi, si incrementa rispetto al corrispondente periodo del 2010.

Gli ammortamenti sono, invece, diminuiti di 1 milione di euro.

L'utile operativo (EBIT) del primo semestre del 2011 ammonta a 231 milioni di euro rispetto a 176 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 6,9% all'8%. L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta all'8,6%, rispetto al 7,6% del corrispondente periodo del 2010: l'incremento è ascrivibile principalmente alla buona efficienza operativa.

Drilling Offshore

Esercizio 2010	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2010	2011
750	Ricavi della gestione caratteristica	346	418
(348)	Costo del venduto	(164)	(196)
402	Margine operativo lordo (EBITDA)	182	222
(144)	Ammortamenti e svalutazioni	(64)	(107)
258	Utile operativo (EBIT)	118	115

I ricavi del primo semestre del 2011 ammontano a 418 milioni di euro, con un incremento del 20,8% rispetto al corrispondente periodo del 2010, riconducibile principalmente alla piena attività della nave di perforazione Saipem 12000 e del jack-up Perro Negro 8, in fase di costruzione nel primo semestre 2010, che hanno compensato i fermi per interventi di manutenzione sui mezzi Scarabeo 5 e Scarabeo 6.

Il costo del venduto registra un incremento del 19,5% rispetto al primo semestre 2010, coerentemente con i maggiori volumi del periodo.

Gli ammortamenti aumentano di 43 milioni di euro rispetto al corri-

spondente periodo del 2010 per effetto dell'entrata in attività dei nuovi mezzi, nonché per la svalutazione di equipment sul mezzo Scarabeo 8.

L'utile operativo (EBIT) del primo semestre 2011 ammonta a 115 milioni di euro rispetto ai 118 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010, con un'incidenza sui ricavi in calo dal 34,1% al 27,5%, principalmente a causa dei fermi per interventi di manutenzione sui mezzi Scarabeo 5 e Scarabeo 6.

L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al 53,1%, in leggero miglioramento rispetto al 52,6% del corrispondente periodo del 2010.

Drilling Onshore

Esercizio 2010	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2010	2011
688	Ricavi della gestione caratteristica	325	344
(495)	Costo del venduto	(235)	(237)
193	Margine operativo lordo (EBITDA)	90	107
(115)	Ammortamenti e svalutazioni	(55)	(64)
78	Utile operativo (EBIT)	35	43

I ricavi del primo semestre del 2011 ammontano a 344 milioni di euro, con un incremento del 5,8% rispetto al corrispondente periodo del 2010, riconducibile principalmente alla piena operatività di impianti in Sud America e all'entrata in operatività di nuovi impianti in Kazakhstan.

Il costo del venduto registra un aumento dello 0,9% rispetto al primo semestre 2010.

L'aumento degli ammortamenti è riconducibile all'entrata in operatività dei nuovi mezzi.

L'utile operativo (EBIT) del primo semestre del 2011 ammonta a 43 milioni di euro rispetto ai 35 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 10,8% al 12,5%.

L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al 31,1% rispetto al 27,7% del corrispondente periodo del 2010.

Situazione patrimoniale e finanziaria

Gruppo Saipem - Stato patrimoniale riclassificato ⁽¹⁾

Lo schema di stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento.

Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di periodo.

30.06.2010		(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
7.061	Attività materiali nette		7.403	7.482
754	Attività immateriali nette		760	756
7.815			8.163	8.238
3.434	- Engineering & Construction Offshore		3.617	3.645
455	- Engineering & Construction Onshore		444	437
3.089	- Drilling Offshore		3.204	3.324
837	- Drilling Onshore		898	832
122	Partecipazioni		105	107
7.937	Capitale immobilizzato		8.268	8.345
(1.013)	Capitale di esercizio netto		(658)	(308)
[187]	Fondo per benefici ai dipendenti		[193]	[201]
6.737	Capitale investito netto		7.417	7.836
3.320	Patrimonio netto		4.060	4.347
104	Capitale e riserve di terzi		94	90
3.313	Indebitamento finanziario netto		3.263	3.399
6.737	Coperture		7.417	7.836
1,00	Leverage (indebitamento/patrimonio netto)		0,80	0,78
441.410.900	N. azioni emesse e sottoscritte		441.410.900	441.410.900

[1] Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" a pag. 55.

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Il **capitale immobilizzato** si attesta al 30 giugno 2011 a 8.345 milioni di euro, con un incremento di 77 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. L'incremento deriva da investimenti per 561 milioni di euro, solo parzialmente compensato da ammortamenti per 302 milioni di euro e dall'effetto negativo derivante principalmente dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera per 182 milioni di euro.

Il **capitale di esercizio netto** aumenta di 350 milioni di euro, passando da un valore negativo di 658 milioni di euro al 31 dicembre 2010 a un valore negativo di 308 milioni di euro al 30 giugno 2011, per effetto di un aumento del capitale circolante, nonché dell'effetto della valutazione al fair value degli strumenti derivati.

Il **fondo per benefici ai dipendenti** ammonta a 201 milioni di euro, con un incremento di 8 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

A seguito di quanto prima analizzato il **capitale investito netto** aumenta di 419 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2011, a 7.836 milioni di euro, rispetto a 7.417 milioni di euro del 31 dicembre 2010.

Il **patrimonio netto**, compresa la quota attribuibile alle minoranze, aumenta di 283 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2011, a 4.437 milioni di euro, rispetto a 4.154 milioni di euro del 31 dicembre 2010. L'incremento è riconducibile all'utile netto del periodo pari a 469 milioni di euro e alla variazione della valutazione al fair value degli strumenti derivati di copertura del rischio di cambio, commodity e dei tassi di interesse per 182 milioni di euro, parzialmente compensato dalla distribuzione di dividendi per 297 milioni di euro e dall'effetto negativo sul patrimonio netto derivante dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera e da altre variazioni per 71 milioni di euro.

L'aumento del capitale investito netto, superiore all'incremento del patrimonio netto, determina la crescita dell'indebitamento finanziario netto che al 30 giugno 2011 raggiunge i 3.399 milioni di euro, rispetto a 3.263 milioni di euro del 31 dicembre 2010 (+136 milioni di euro).

Composizione indebitamento finanziario netto

30.06.2010	(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
(10)	Crediti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	(3)	(3)
300	Debiti verso banche esigibili oltre l'esercizio successivo	200	200
2.831	Debiti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	2.687	2.613
3.121	Indebitamento finanziario netto a medio/lungo termine	2.884	2.810
(1.183)	Depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo	(923)	(875)
(3)	Denaro e valori in cassa	(7)	(7)
(22)	Attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	-	-
(123)	Crediti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	(20)	(29)
266	Debiti verso banche esigibili entro l'esercizio successivo	284	244
1.257	Debiti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	1.045	1.256
192	Indebitamento finanziario netto a breve termine	379	589
3.313	Indebitamento finanziario netto	3.263	3.399

Le attività (passività) connesse al fair value dei contratti derivati sono rappresentate nelle "Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato" numero 6 "Altre attività correnti", 18 "Altre passività correnti" e 23 "Altre passività non correnti". L'indebitamento finanziario netto include le attività/passività relative al fair value dell'IRS.

Per la suddivisione per valuta dell'indebitamento finanziario lordo di 4.313 milioni di euro si rimanda a quanto indicato nella nota 14 "Passività finanziarie a breve termine" e nella nota 19 "Passività

finanziarie a lungo termine e quota a breve di passività a lungo termine".

Prospetto dell'utile complessivo

	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2010	2011
Utile netto del periodo		410	469
Altre componenti dell'utile complessivo:			
- variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge (*)		(484)	237
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		122	(75)
- effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo		98	(55)
Totale altre componenti dell'utile complessivo		(264)	107
Totale utile complessivo del periodo		146	576
Di competenza:			
- Gruppo Saipem		104	552
- terzi azionisti		42	24

(*) La variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge riguarda quasi esclusivamente rapporti verso la controllante Eni.

Patrimonio netto

		(milioni di euro)	
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2010		4.154	
Totale utile complessivo di periodo		576	
Dividendi distribuiti		(297)	
Cessione di azioni proprie		?	
Costo stock option		-	
Altre variazioni		(3)	
Totale variazioni		283	
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 30 giugno 2011		4.437	
Di competenza:			
- Gruppo Saipem		4.347	
- terzi azionisti		90	

Rendiconto finanziario riclassificato ⁽¹⁾

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow", cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai

debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Esercizio		Primo semestre	
2010	(milioni di euro)	2010	2011
844	Utile del periodo di Gruppo	380	438
50	Utile del periodo di terzi azionisti	30	31
<i>a rettifica:</i>			
531	Ammortamenti e altri componenti non monetari	227	323
[17]	(Plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni e radiazioni di attività	-	3
382	Dividendi, interessi e imposte	173	222
1.790	Flusso di cassa dell'utile operativo prima della variazione del capitale di periodo	810	1.017
[220]	Variazione del capitale di periodo relativo alla gestione	[141]	[199]
[246]	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi pagati e incassati	[84]	[162]
1.324	Flusso di cassa netto da attività di periodo	585	656
[1.545]	Investimenti tecnici	[782]	[561]
[4]	Investimenti in partecipazioni	-	-
53	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni/rami d'azienda	3	-
-	Altre variazioni relative all'attività di finanziamento	-	-
[172]	Free cash flow	[194]	95
41	Disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	[40]	[10]
259	Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine	570	190
35	Cessione di azioni proprie	16	7
[263]	Flusso di cassa del capitale proprio	[240]	[297]
44	Variazioni area di consolidamento e differenze di cambio sulle disponibilità	88	[33]
[56]	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	200	[48]
[172]	Free cash flow	[194]	95
35	Cessione di azioni proprie	16	7
[263]	Flusso di cassa del capitale proprio	[240]	[297]
[18]	Differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	[50]	59
[418]	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	[468]	[136]

[1] Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" a pag. 55.

Il **flusso di cassa netto da attività di periodo** pari a 656 milioni di euro ha finanziato gli investimenti netti in attività materiali generando un free cash flow positivo per 95 milioni di euro.

Il **flusso di cassa del capitale proprio**, negativo per 297 milioni di euro, è riconducibile al pagamento dei dividendi; la cessione di azioni proprie, finalizzate al piano di incentivazione dei dirigenti, ha generato un flusso positivo per 7 milioni di euro, le differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni hanno avuto un effetto netto positivo per 59 milioni di euro.

Pertanto l'**indebitamento finanziario netto** ha subito un aumento di 136 milioni di euro.

In particolare

Il **flusso di cassa dell'utile operativo** prima della variazione del capitale di periodo, di 1.017 milioni di euro, deriva:

- dall'utile del periodo di 469 milioni di euro comprensivo della quota di competenza di terzi azionisti pari a 31 milioni di euro;
- dagli ammortamenti e svalutazioni di attività materiali e imma-

riali per 302 milioni di euro, dalla variazione del fondo per benefici ai dipendenti per 11 milioni di euro e altre variazioni per 18 milioni di euro;

- dalle minusvalenze (plusvalenze), dalle svalutazioni dell'attivo circolante e dalle differenze cambio e altre variazioni che hanno avuto un impatto negativo per 5 milioni di euro;
- dagli oneri finanziari netti per 39 milioni di euro e dalle imposte sul reddito per 183 milioni di euro.

La variazione negativa del capitale dell'esercizio relativa alla gestione di 199 milioni di euro è da correlare alla dinamica dei flussi finanziari dei progetti in corso di esecuzione.

La voce dividendi incassati, interessi e imposte sul reddito, pagati nel primo semestre 2011 per 162 milioni di euro si riferisce princi-

palmente al pagamento e al rimborso di imposte e all'acquisizione/cessione di crediti d'imposta.

Gli investimenti in attività materiali e immateriali ammontano a 561 milioni di euro. La suddivisione del totale investimenti per area di business è: Engineering & Construction Offshore (226 milioni di euro), Drilling Offshore (297 milioni di euro), Drilling Onshore (28 milioni di euro) ed Engineering & Construction Onshore (10 milioni di euro). Ulteriori informazioni, in ordine agli investimenti effettuati nel primo semestre 2011, sono riportate nel commento all'andamento operativo.

Non è stato generato flusso di cassa dai disinvestimenti.

Principali indicatori reddituali e finanziari

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 27,5% prevista dalla normativa fiscale italiana.

		31.12.2010	30.06.2010	30.06.2011
Utile netto adjusted	(milioni di euro)	878	793	937
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	(milioni di euro)	80	78	83
Utile netto adjusted unlevered	(milioni di euro)	958	871	1.020
Capitale investito netto:	(milioni di euro)			
- a inizio periodo		6.340	5.788	6.737
- a fine periodo		7.417	6.737	7.836
Capitale investito netto medio	(milioni di euro)	6.879	6.263	7.287
ROACE adjusted	(%)	13,9	13,9	14,0
ROACE operative	(%)	20,8	22,3	22,5

Return On Average Capital Employed (ROACE) operative

Nel calcolo del ROACE operativo, il capitale investito netto medio viene depurato degli investimenti in corso che non hanno partecipato alla formazione del risultato di periodo, 2.312 milioni di euro al 31 dicembre 2010, 2.743 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2010 e 2.747 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2011.

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il management Saipem utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi

propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria. Il leverage misura il grado di indebitamento del Gruppo ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto. L'obiettivo del management, nell'arco del periodo di piano quadriennale, è quello di arrivare a un valore del leverage non superiore a 0,5.

	30.06.2010	30.06.2011
Leverage	1,00	0,78

Sostenibilità

È proseguita l'integrazione dell'approccio di sostenibilità nelle attività operative e nelle relazioni con gli stakeholder, in particolar modo clienti e comunità locali.

Il Comitato di Sostenibilità, che esercita un ruolo di definizione della strategia di sostenibilità ed è presieduto dal CEO Pietro Franco Tali, si è riunito nel mese di giugno per discutere i risultati del Report di Sostenibilità 2010 e per un aggiornamento sulle iniziative in corso di implementazione.

Nuovi strumenti di comunicazione, quali il nuovo video "Un business sostenibile" (prodotto in quattro lingue) e il Caso Studio Algeria, sono stati presentati formalmente al top management, a supporto di una vista a 360 gradi della strategia e dell'impegno di Saipem per la sostenibilità.

Local Content ed esternalità

La massimizzazione del Local Content rimane un elemento centrale della strategia di Saipem per la sostenibilità, nell'ottica di un contributo al contesto socio-economico nelle aree in cui il Gruppo opera. Questo approccio ha l'obiettivo di sostenere sviluppo sostenibile e creazione di ricchezza favorendo e sviluppando l'impiego locale, le capacità delle risorse umane e dei fornitori locali.

Procede inoltre l'innovativo progetto di analisi e misura delle esternalità associate alla strategia di Local Content (ovvero gli impatti socio-economici diretti, indiretti e indotti di questa strategia). Il Modello è stato lanciato nel 2009 con il primo studio sul Kazakhstan, e ad oggi è stato implementato anche in Angola e Perù. Infine, durante il primo semestre del 2011 sono iniziate attività in Algeria finalizzate a queste analisi, i cui primi risultati saranno disponibili entro la fine dell'anno.

La relazione con gli stakeholder

Nel mese di aprile 2011 è stato pubblicato il quinto Rapporto di Sostenibilità, sulle performance di sostenibilità del 2010. Il Rapporto, sottoposto a revisione contabile limitata da Ernst & Young, è stato distribuito all'interno del Gruppo Saipem e ai principali stakeholder esterni, ed è inoltre disponibile in versione interattiva sul portale web della Società.

Il Rapporto ha come principale target un'audience specialistica interessata alla performance della Società, quali analisti, investitori, clienti internazionali.

Inoltre, una versione sintetica del Rapporto di Sostenibilità, come inserto pieghevole, è stato distribuito internamente a tutti i progetti e alle società operative, quale strumento per una comunicazione più agile e comprensibile.

Uno specifico "Kit di Sostenibilità" a uso commerciale è in via di produzione, al fine di mostrare meglio agli stakeholder esterni della

Società, principalmente clienti e altre entità commerciali, la strategia di sostenibilità di Saipem, i risultati e la performance sul tema. Il nuovo Caso Studio Algeria inoltre descrive la consolidata presenza che la Società ha in questo Paese.

Tutta la relativa documentazione è disponibile nella sezione sostenibilità del sito web di Saipem all'indirizzo www.saipem.com/sustainability.

Infine è stata emessa dalla funzione Sostenibilità Corporate una nuova procedura interna sulla relazione tra progetti/società del Gruppo e i loro stakeholder locali, allo scopo di fornire uno strumento gestionale e di monitoraggio.

Iniziative per le comunità locali

È continuata l'implementazione di iniziative di sostenibilità dirette alle comunità locali nelle aree dove il Gruppo opera, così come da pianificazione e relativi budget fissati per l'anno 2011.

Di seguito si riportano alcuni dettagli delle attività più significative portate avanti.

In Kazakhstan, la società Ersai Caspian Contractor Llc sta lavorando all'attuazione del suo piano di sostenibilità annuale, diretto specificatamente al vicino villaggio di Kuryk, sulla costa del Mar Caspio. In modo particolare, sono state implementate attività nell'ambito del programma anti-tubercolosi, attività formative per diplomati delle scuole locali, oltre che partecipazioni a eventi sociali e sportivi.

Saipem Kazakhstan branch è stata particolarmente attiva nella promozione della preservazione ambientale (attività di pulizia ed eventi di sensibilizzazione), anche in collaborazione con autorità locali e scuole di Atyrau, e nel supporto a progetti sociali indirizzati a persone bisognose.

In Algeria, continua la realizzazione del programma sanitario di orientamento e assistenza alla maternità.

In Indonesia, è in fase di attuazione un programma di miglioramento della qualità delle infrastrutture scolastiche locali nell'isola di Karimun, sede della nuova base di fabbricazione. È stato progettato un nuovo edificio per la scuola primaria, mentre le scuole superiori di primo e secondo livello hanno ricevuto materiale formativo e nuovo mobilio. L'istituto tecnico è stato provvisto di apparecchiature e dispositivi di protezione individuale (DPI), ed è stato svolto anche un primo corso HSE.

Sono proseguite le attività di sostenibilità in Congo, principalmente in tema di sviluppo socio-economico (anche in cooperazione con centri sociali locali), sanità (attraverso un programma anti-malaria e supporto a tre specialisti del National Hospital per un aggiornamento formativo tecnico) e preservazione ambientale (anche in partnership con ONG locali); è stata inoltre avviata una partnership con IST-AC, il dipartimento scientifico della UCAC (Catholic University of Central Africa - Università Cattolica dell'Africa

Centrale), che consiste in un programma di apprendistato per studenti congolesi, oltre che supporti economici e interventi sulle infrastrutture scolastiche. Dodici studenti stanno tuttora beneficiando del programma.

In Angola, in collaborazione con l'amministrazione locale di Ambriz e con il supporto del governatore della provincia di Bengo, è in corso di sviluppo il progetto "Alegria do Ambriz", un'iniziativa di lungo termine con un intendimento di sviluppo nazionale, finalizzata a recuperare le capacità dei contadini della comunità, reintroducendo tecnologie agricole e aumentando la produzione agricola nell'area circostante la base di fabbricazione di Petromar.

In Perù, il Gruppo è particolarmente attivo nei programmi per la salute (nutrizione, salute dentale e immunizzazione), nei programmi di supporto alla micro-imprenditorialità e nelle iniziative di sensibilizzazione su temi di sostenibilità (quali segregazione e minimizzazione dei rifiuti, promozione della cultura locale, etc.). Degno di nota è anche il nuovo Caso Studio Perù pubblicato in versione spagnola, che è stato distribuito internamente e ai principali stakeholder locali del Paese.

Ulteriori programmi di supporto attivi riguardano il miglioramento delle condizioni educative e sanitarie – anche in partnership con istituzioni locali – e lo sviluppo delle risorse e dei fornitori locali.

Attività di ricerca e sviluppo

Nel corso del primo semestre 2011, le attività di innovazione e di sviluppo tecnologico hanno principalmente riguardato nuove sfide poste dalle acque profonde e ultra-profonde e dagli impianti di liquefazione galleggianti, lo sviluppo di nuovi metodi e apparecchiature per la posa di condotte marine e scavi di trincee in condizioni critiche, la riduzione dell'impatto ambientale durante l'installazione e l'intervento d'emergenza sottomarino sulle strutture di esplorazione e produzione, il miglioramento delle tecnologie di processo proprietarie, l'estensione della gamma di servizi ambientali offerti dalla Società, lo sviluppo del settore delle energie rinnovabili onshore e offshore e collaborazioni tecnologiche di alto livello.

Nel settore delle acque profonde, progressi sono stati fatti nello sviluppo di innovativi sistemi di "subsea processing" iniziati negli anni precedenti.

Lo sviluppo del sistema di separazione gravitazionale gas/liquido multipipe (brevettato) è attualmente in corso, dopo i performance test in scala condotti nel 2010 in condizioni di flusso reale. Una seconda fase del programma industriale JIP (Joint Industry Project) è attualmente in preparazione, con il supporto finanziario di compagnie petrolifere di nuova e vecchia conoscenza, allo scopo di definire l'intera stazione sottomarina e di valutare la maturità di tutti i singoli componenti.

Prosegue lo sviluppo del sistema di separazione gravitazionale liquido/liquido, con il completamento della fase pre-progettuale e la preparazione di un primo performance test da eseguire entro la fine del 2011.

La progettazione preliminare delle soluzioni sottomarine per il trattamento dell'acqua prodotta è stata conclusa e presentata alle compagnie petrolifere e in occasione di conferenze internazionali.

Nell'area tecnica SURF (Subsea, Umbilicals, Risers and Flowlines), sono stati fatti notevoli progressi in merito allo sviluppo di soluzioni innovative identificate negli anni scorsi, che promettono di aprire nuovi mercati per la Società in termini di sviluppo del settore sottomarino.

Per le applicazioni in acque mediamente profonde (da 300 a 500 m), la progettazione di soluzioni riser che impiegano acciaio e titanio è attualmente in fase di convalida.

Prosegue lo sviluppo di soluzioni innovative per l'isolamento di elementi sottomarini con geometrie complesse (FLET, ILT, spool). Un performance test per la convalida di questi concetti è attualmente in corso di preparazione. Progressi sono stati fatti anche nella progettazione di soluzioni di riscaldamento attivo per le flowline.

Nel settore dei galleggianti innovativi e sistemi associati, è stato messo a punto un sistema LNG tandem offloading offshore, utilizzando un tubo flessibile galleggiante criogenico in collaborazione

con gruppi industriali. Prossimamente il sistema verrà sottoposto alla fase di qualificazione.

In aggiunta, continuano le attività sull'unità di produzione "dry-tree" (wellhead barge - WHB), sottoposta alla qualificazione della tecnologia per conto di una delle principali compagnie petrolifere. Il concetto di produzione "dry tree", che ben si adatta allo sviluppo di riserve in acque profonde in condizioni delicate, è stato pensato per l'applicazione offshore in Africa Occidentale.

Lo scopo dell'innovazione, che riguarda sia i metodi che le apparecchiature, è il miglioramento della sostenibilità del business in termini di competitività, di affidabilità delle operazioni e di riduzione dell'impatto ambientale.

Nel settore dello scavo di trincee per la posa di condotte in mare, il lavoro si è focalizzato sulla riduzione dell'impatto ambientale e il risanamento di aree marine protette: sono stati condotti studi e test sulla propagazione e il trapianto di prati, unitamente allo sviluppo di scavi di trincee a bassa sedimentazione e sistemi di interrimento.

Nelle operazioni di posa di condotte marine, sono stati conclusi i test di qualificazione di un nuovo sistema per la realizzazione del ricoprimento del giunto di saldatura a bordo (field joint coating). Anche gli studi per un nuovo sistema di abbandono e recupero, a elevata capacità di tiro, e di un'apparecchiatura innovativa di pipe offloading, sono stati completati, mentre continuano le attività per migliorare le capacità di lay pulling e i sistemi di controllo dello stato di salute del tubo durante la posa. Sono stati avviati studi per evitare l'allagamento delle trunkline durante la posa.

Sono stati inoltre condotti studi sullo sviluppo di sistemi in grado di reagire prontamente in caso di fuoriuscita di petrolio dai pozzi di esplorazione sottomarini e dalle strutture di produzione e sulla possibilità di svolgere operazioni nelle regioni artiche.

L'attività di sviluppo di processi durante questo periodo si è concentrata sull'incremento continuo delle prestazioni e della compatibilità ambientale della tecnologia proprietaria di produzione di fertilizzanti denominata "Snamprogetti^M Urea", licenziata in tutto al mondo, a oggi, per 121 unità.

L'attenzione è attualmente focalizzata sulla riduzione al minimo dell'impatto ambientale degli impianti di urea ("Urea Emissioni Zero"), mediante l'implementazione delle fasi di un nuovo processo proprietario al momento in corso di sviluppo. La tecnologia per il recupero dell'ammoniaca dal gas di scarico è ora pronta per l'applicazione in un impianto pilota.

La convalida del modello matematico aggiornato per la sezione ad alta pressione degli impianti Urea è attualmente in corso. Una volta convalidato, questo modello sarà usato per valutare i miglioramenti del nuovo processo.

È stato sottoscritto un accordo di collaborazione con Chiyoda per lo sviluppo di impianti GNL onshore, che consentirà alle due società di riunire le rispettive competenze Oil & Gas – in particolare in riferimento alla catena di monetizzazione del gas – per fare fronte alla crescente espansione del settore GNL e Upstream e di altri mercati strategici.

È stata inoltre completata la costruzione della prima unità commerciale con tecnologia ENISOLVEX – una nuova tecnologia proprietaria per la bonifica di suoli e sedimenti contaminati da residui organici presso la raffineria Eni R&M di Gela, Italia.

Per quanto riguarda il settore CCS (Carbon Capture & Storage) è stata completata la progettazione di una condotta pilota per il trasporto in fase densa di CO₂ da installare nella centrale elettrica Enel di Brindisi. Contestualmente è in corso uno studio di fattibilità per il trasporto di CO₂ dalla raffineria Eni R&M di Gela ai giacimenti di petrolio locali da utilizzare per il recupero avanzato del petrolio.

È in corso lo sviluppo di soluzioni per lo stoccaggio di energia su ampia scala, con un progetto R&D prossimo al completamento con risultati positivi. Una prima unità dimostrativa è programmata per il 2012.

Qualità, salute, sicurezza e ambiente

Qualità

Per garantire il soddisfacimento delle esigenze di un mercato sempre più competitivo e variegato e dei requisiti degli standard internazionali applicabili, nel 2011 è proseguito lo sforzo per la definizione e l'implementazione di specifiche e innovative iniziative di miglioramento delle attività di Quality Management e Quality Control sia a livello Corporate che a livello di Business. Nel corso dell'anno sono state avviate e/o promosse le seguenti principali iniziative.

In ambito Corporate e supporto al business:

- Customer Satisfaction: seconda fase dell'implementazione del progetto, sponsorizzato dal Top Management, per il monitoraggio della Soddisfazione dei Clienti del Gruppo Saipem. In corso di svolgimento gli sponsor meeting presso le principali società operative, il fine-tuning del web tool per l'analisi e la successiva reportistica dei dati raccolti, la preparazione del materiale di training e dell'induction plan e progettazione della relativa campagna di comunicazione per il lancio e la diffusione della metodologia. È stato definito e condiviso il piano 2011 dei progetti che saranno sottoposti al monitoraggio;
- Comunicazione e Training: in affiancamento alle usuali attività di formazione del personale di struttura, di commessa e operativo:
 - progettazione di una campagna di comunicazione, relativa al nuovo processo di Customer Satisfaction, che ha come obiettivo lo sviluppo di diversi tool per supportarne il lancio ufficiale, la diffusione e i percorsi di training;
 - realizzazione di specifiche iniziative di formazione su tematiche di Quality Control;
- Overseas Quality Management System development: in aggiunta alle usuali iniziative di supporto/affiancamento allo sviluppo dei Sistemi di Gestione per la Qualità delle società del Gruppo:
 - supporto alla definizione degli obiettivi Qualità di Gruppo per il 2011 all'interno del Corporate QHSE & Sustainability Plan. Analisi puntuale delle performance 2010 e distribuzione dei relativi feedback contenenti la valutazione delle attività svolte e suggerimenti per il miglioramento;
 - revisione del sistema di Operating Company Quality Reporting, con l'introduzione di specifici indicatori di performance Qualità associati alle attività operative di business;
 - supporto all'ottenimento della certificazione ISO 9001 per Saipem SpA Sharjah Branch negli Emirati Arabi Uniti e all'avvio del processo di certificazione per Saipem Contracting Algeria e Kwanda in Angola;
- Knowledge Management & Sharing:
 - coordinamento dell'iniziativa di sviluppo su piattaforma Sharepoint di specifici QHSE Corner volti alla condivisione della conoscenza QHSE a livello worldwide e accessibili da remoto per qualsiasi location del Gruppo. Supporto alle società opera-

tive/branch del Gruppo nella creazione e sistematico aggiornamento delle informazioni per la Qualità.

In ambito Project Quality Management:

- progettazione e sviluppo, a seguito dei recenti cambiamenti organizzativi, di nuovi sistemi standard di Project Quality Management (PQM), per i progetti operativi di business e di investimento, tramite l'emissione di specifici standard corporate e l'erogazione di sessioni di training dedicate, presso le Società Operative;
- completamento del progetto "Offshore Vessel Quality Reporting (OVQR)" per la valutazione delle performance qualità dei mezzi di Offshore Construction con strutturazione di un sistema periodico di analisi dei dati ricevuti;
- svolgimento di audit interni, con approccio trasversale ai processi ed enfasi al grado di applicazione delle Golden Rules & Silver Guidelines definite dal Top Management Saipem;
- miglioramento del ciclo di approvazione dei mezzi offshore drilling e avvio dell'implementazione del sistema di gestione documentale DAMS per i mezzi offshore;
- esecuzione e condivisione dei close-out report nei progetti di upgrading/maintenance, al fine di garantire la tesorerizzazione di esperienze, lessons learnt e best practices.

In ambito Quality Control:

- mappatura e standardizzazione dei processi e dei relativi applicativi a supporto delle attività di Controllo Qualità nei Fabrication Yard nell'ambito del più ampio progetto di sviluppo del Fabrication Management System;
- sviluppo del sistema di gestione relativo al controllo dei materiali tubolari di perforazione, volto al miglioramento della pianificazione, l'efficacia e l'efficienza delle ispezioni e alla tracciabilità dei materiali;
- completamento della sperimentazione della metodologia NDT Phased Array nei Fabrication Yards acquisendola come metodologia di riferimento consolidata approvata dai clienti e dagli enti terzi di verifica; studio di fattibilità in fase di realizzazione e in piena evoluzione per ampliarne il campo di applicazione;
- sperimentazione di nuove tecnologie in ambito del Pipe Tracking System, allo scopo di automatizzare e migliorare il processo di rintracciabilità e controllo dei tubi;
- standardizzazione del processo di revisione (Interdisciplinary Check) e approvazione della documentazione di bordo.

Salute e medicina del lavoro

Il servizio medico estero ha continuato con le consuete attività nell'ambito di prevenzione, protezione e promozione della salute, non-

ché nell'assistenza medica d'urgenza ed emergenza per i dipendenti assegnati presso le società e siti operativi esteri.

Tra le principali attività svolte nella prima metà del 2011 si segnalano:

Be.ST (BEtter Life Style). Il programma, lanciato l'anno scorso a settembre sulla S7000, è stato attuato anche in Algeria nella base di Hassi Messaoud.

“Alcool e droghe policy”. È stato implementato il monitoraggio sull'attuazione della politica aziendale su “Alcool e droghe”.

Sistema di Gestione della Salute (GIPSI). Una nuova versione di GIPSI è stato lanciato per semplificare il sistema di reporting sulla Salute, creando un unico programma globale il quale memorizza e gestisce tutte le informazioni sulla salute, e le rende accessibili in tempo reale al personale medico dedicato. Oltre a diminuire il carico di lavoro del personale sanitario, ed evitare duplicazione di lavoro, questo nuovo sistema porta verso la visione di “zero” rapporti cartacei. Le informazioni possono essere facilmente estratte e organizzate dagli utenti.

È in via di sviluppo un programma di eLearning per l'introduzione nel sistema di gestione della salute del personale medico neo-assunto.

Programmi di sorveglianza sanitaria. È continuato nel primo semestre 2011 l'implementazione e allineamento delle attività di sorveglianza sanitaria secondo i requisiti specifici che fanno capo alle direttive europee e legislative italiane (D.Lgs. 81/2008, art. 41). Tutti i dipendenti in base ai rischi lavorativi derivanti dalla mansione, sono sottoposti a uno specifico programma di sorveglianza sanitaria.

Pre Travel Counselling. È continuata l'attività di formazione ai sensi delle vigenti norme italiane (artt. 36 e 37, D.Lgs. 81/2008) per la medicina del lavoro: “Pre Travel Counselling” allo scopo di facilitare e promuovere la cultura della medicina dei viaggi informando correttamente il lavoratore sul “rischio destinazione” mediante “one to one presentation” and training program group.

Gestione del rischio stress lavorativo. Sviluppo, in collaborazione con l'Ospedale San Raffaele, della metodica per la gestione del rischio stress lavorativo e coordinamento del Gruppo di lavoro aziendale per la valutazione del rischio presso le sedi uffici di San Donato Milanese, Fano, Roma e Vibo Valentia.

Sicurezza

Prestazioni di Sicurezza

Le prestazioni di sicurezza durante il primo semestre 2011 sono in linea con i target stabiliti per questo anno, con un risultato dell'indice relativo agli incidenti registrabili in miglioramento (1,47 versus il target 1,71).

Nonostante questo trend positivo, due incidenti mortali sono avvenuti nei progetti Saipem che hanno coinvolto personale Saipem e contrattista.

Il primo incidente è avvenuto nel mese di marzo su un progetto E&C Onshore quando un contrattista è caduto da una struttura metallica durante l'installazione di alcuni grigliati.

Il secondo incidente è successo nel mese di aprile su un progetto E&C Offshore quando un dipendente Saipem è annegato a seguito del ribaltamento della barca di lavoro utilizzata per il trasferimento del personale.

Leadership in Health and Safety

Sono diverse le iniziative che hanno impegnato il team LiHS:

- la strategia di implementazione del programma LiHS continua a pieno regime nell'organizzazione, coinvolgendo anche contrattisti e clienti, nonché i nuovi progetti acquisiti da Saipem;
- a gennaio il CEO di Saipem P. F. Tali ha lanciato un'importante fase del programma Leadership in Health & Safety denominata Leading Behaviours. La campagna di comunicazione, che ci accompagnerà per tutto il 2011, presenterà i 5 comportamenti (Leading Behaviours) a tutti i dipendenti attraverso la pubblicazione in intranet dei relativi video e la diffusione di materiale cartaceo come poster e brochure. Al lancio di ogni singolo comportamento, si sono moltiplicati eventi di diffusione ai lavoratori nei siti Saipem nel mondo;
- il team del programma LiHS si è impegnato anche nella diffusione di iniziative legate alla sicurezza nell'ambito extra-lavorativo, come per esempio nella campagna per la sicurezza stradale e nell'organizzazione di eventi sulla sicurezza dedicati alle scuole elementari dei territori in cui Saipem opera.

Protocolli di Formazione HSE

In ambito formazione, a seguito dell'ufficializzazione dei Protocolli di Formazione HSE di Saipem SpA, è stata avviata la collaborazione con l'unità FORM al fine di sfruttare alcune funzioni del software, sviluppato per la previsione del budget aziendale e la gestione delle previsioni di spesa delle attività di formazione, con lo scopo di definire e gestire i “programmi di formazione” per salute, sicurezza e ambiente.

Parallelamente si è provveduto all'ampliamento del protocollo alle realtà operative estere, inserendo nuovi corsi ed effettuando un allineamento coerente con le nuove prospettive di implementazione del sistema.

Igiene Industriale

Le campagne di monitoraggio sui siti produttivi in Italia e all'Estero continuano nell'ambito della politica di salute e sicurezza di Saipem. Durante il primo semestre 2011 sono state avviate le campagne di monitoraggio e attuazione di alcuni degli interventi di miglioramento studiati a seguito delle valutazioni effettuate negli anni addietro; grande attenzione è stata data ai temi amianto e rumore.

È in fase di realizzazione un apposito software gestionale che permetterà di tenere sempre monitorata e aggiornata la situazione di ogni sito produttivo, non solo dal punto di vista documentale, ma soprattutto in termini di valutazioni ancora da effettuare e/o in scadenza. Il software inoltre conterrà un'apposita sezione relativa alla gestione dei piani di miglioramento che verranno elaborati nel caso in cui si verificasse il superamento dei valori limite stabiliti dalle normative nazionali/internazionali in materia di salute e

sicurezza. La messa a regime del software è prevista entro fine 2011.

Con particolare riferimento alla problematica Amianto, anche alla luce dell'emanazione e applicazione da parte della Regione Lombardia del PRAL (Piano Regionale Amianto Lombardia) Saipem sta provvedendo a effettuare tutto il censimento del MCA (materiale contenente amianto) ancora presente nelle sue sedi lombarde.

Ambiente

A partire dal 2010 è in corso una Campagna di sensibilizzazione ambientale, con lo scopo di formare i dipendenti sui principali aspetti legati alle attività di Saipem.

Con cadenza periodica sono stati presentati a oggi i seguenti temi:

- risparmio energetico;
- prevenzione degli sversamenti di oli;
- segregazione dei rifiuti;
- risparmio idrico e riutilizzo dell'acqua.

Per ogni tema della Campagna è stato preparato del materiale cartaceo e informatico, e poi spedito a ogni sito. Il personale HSE in loco ha il compito di sensibilizzare e formare i dipendenti, promuovere e premiare iniziative positive e best practices.

In occasione della Giornata Mondiale dell'Ambiente (giugno 2011), è stata lanciata la nuova rivista informativa ambientale Corporate eNews, che si propone di raccogliere e dare rilevanza alle principali iniziative e attività ambientali, sia dal punto di vista tecnico/ingegneristico sia per quanto riguarda l'aspetto dell'educazione e sensibilizzazione del personale.

Nell'ottica del miglioramento del monitoraggio delle emissioni in atmosfera e della conseguente loro riduzione, Saipem ha affidato a una Terza Parte (Bureau Veritas) l'incarico di sottoporre a verifica le proprie procedure e metodologie di calcolo volte alla quantificazione e rendicontazione di gas inquinanti e a effetto serra. In questo modo si persegue inoltre l'obiettivo di validare la comunicazione delle emissioni alle parti interessate.

Il processo di validazione è stato completato con successo e il Certificato è in corso di emissione.

Risorse umane

Andamento Occupazionale

I primi mesi del 2011 sono stati caratterizzati da un lieve incremento della forza numerica, principalmente riconducibile al completamento dell'armamento dei nuovi mezzi drilling/offshore (Aquila 2, CastorOne, FDS2) e ai nuovi progetti acquisiti Engineering & Construction.

Sistemi di Controllo HR

Nell'ambito dei processi di miglioramento della Governance dei processi HR, nel corso dei primi 6 mesi del 2011 sono state completate le seguenti attività:

- estensione del sistema integrato di gestione del personale "GHR" a 40 entità legali, portando la copertura delle risorse monitorate direttamente dal sistema al 92,5% delle forze lavoro complessive;
- avviato il Progetto "GHR One Step Ahead" che permetterà di allargare ulteriormente l'integrazione dei processi HR all'interno del Modello IBIS, in particolare il processo di Compensation e di Talent Management;
- completato scoping e design del nuovo *Tableau de Bord Risorse Umane*; l'emissione del "numero zero" relativo all'andamento dei principali fenomeni HR del primo semestre 2011 è previsto per metà agosto 2011.

Sviluppo, Organizzazione, Comunicazione e Compensation

La condizione dei mercati internazionali, seppur ancora caratterizzata da elementi di discontinuità ed eterogeneità nei diversi settori e aree geografiche, presenta alcuni segnali di ripresa.

In tale contesto di riferimento, le attività di selezione, formazione, sviluppo, compensation, organizzazione e comunicazione si sono focalizzate su soluzioni, politiche e strumenti volti a garantire efficienza, flessibilità e la massima rispondenza alle esigenze operative del business, valorizzando risorse e competenze chiave e distintive per Saipem.

Le attività di **selezione**, a seguito di importanti acquisizioni di progetti da parte del Gruppo, sono state fortemente indirizzate verso la ricerca di personale in possesso di una consolidata esperienza professionale, cogliendo, in tal senso, significative opportunità offerte dal mercato, anche attraverso l'utilizzo di partnership strategiche con un numero estremamente selezionato di società di recruitment in grado di assicurare la ricerca dei profili professionali critici per il business. Per quanto riguarda gli inserimenti di personale junior, è stato ridefinito il mix tra le risorse neolaureate e neodiplomate, svi-

luppando una maggiore attenzione verso queste ultime. In particolare, sono state progettate e sviluppate alcune iniziative rivolte a istituti tecnici italiani di eccellenza, con l'obiettivo di rafforzare l'immagine e la conoscenza del business di Saipem e la relativa capacità di attrazione dei giovani diplomati, orientando i percorsi formativi nell'ottica di sviluppare professionalità altrimenti difficilmente reperibili sul mercato.

Infine, per quanto riguarda gli strumenti di "e-recruiting", sono state ulteriormente potenziate le funzionalità del portale "eFesto", che, oltre ad assicurare una maggiore tracciabilità e controllo di tutte le fasi del processo, è ora in grado di assicurare una migliore comunicazione verso il mercato esterno, con particolare riferimento alla "employee value proposition".

Sul fronte delle iniziative di **Local Content** sono state avviate campagne di formazione e sviluppo di risorse locali in Kazakhstan, Angola e Arabia Saudita al fine di aumentare l'impiego delle risorse locali su posizioni operative quali ruoli tecnici in ambito offshore e drilling. In Algeria, in collaborazione con l'Università della Scienza e della Tecnologia di Orano, sono stati progettati e sviluppati programmi di formazione rivolti a giovani ingegneri locali, al fine di accrescere le competenze tecnico-specialistiche necessarie per il business Engineering and Construction, difficilmente reperibili sul mercato locale. In particolare, si segnalano i corsi post-universitari focalizzati su tematiche di Project Control e il Master universitario in HSE.

Le attività di **formazione**, nel primo semestre del 2011, si sono concentrate sulle iniziative "law compliant" che, dopo una prima fase di forte focalizzazione sul contesto italiano, sono state estese anche a livello internazionale. In tale ambito, sono stati attivati diversi corsi in modalità e-learning per un numero considerevole di risorse, rivolti alla formazione relativa al D.Lgs. 231/2001, alla promozione del Codice Etico e a tematiche di Security. Inoltre, sono proseguite le iniziative formative destinate ai componenti degli Organismi di Vigilanza delle società controllate.

È stato avviato il percorso di formazione denominato "Easy Landing" volto a sviluppare e rafforzare, nelle giovani risorse alla prima esperienza professionale all'estero, alcune caratteristiche personali, le capacità relazionali e la conoscenza dei contesti internazionali, con l'obiettivo di rendere più rapido ed efficace l'inserimento nel contesto estero e, al tempo stesso, dotarli di un repertorio di strumenti utili per capitalizzare le esperienze maturate nel corso della permanenza estera.

Per quanto riguarda la formazione professionale, è stato avviato un intenso programma rivolto a giovani risorse neodiplomate per sviluppare e consolidare le competenze richieste ad alcuni ruoli critici per il business e di difficile reperimento sul mercato.

Nell'ambito della nuova Business Unit Engineering and Construction, al fine di creare competenze trasversali da rendere disponibili alle diverse tipologie di progetto che la BU è in grado di realizzare, sono state avviate iniziative focalizzate alla ridefinizione

dei ruoli di project management, anche in relazione al mutato scenario operativo di riferimento, e al rafforzamento delle relative competenze, sia sotto il profilo tecnico che manageriale.

Con riferimento alle tematiche HSE, che sempre più rappresentano un elemento fondamentale nelle attività operative di Saipem, è stato avviato, in collaborazione con l'Università di Bologna, un master post lauream di secondo livello denominato "sicurezza e protezione ambientale nell'industria oil and gas".

Infine, sono stati erogati corsi rivolti alla popolazione dei senior e middle manager finalizzati a rafforzare le capacità di leadership, comunicazione, gestione e sviluppo delle risorse.

Per quanto attiene le attività di **sviluppo** delle risorse umane è stato rivisitato il processo di "segmentazione" del personale, ovvero le modalità e i criteri di identificazione delle risorse che si distinguono in termini di potenziale di sviluppo manageriale o di possesso di competenze professionali critiche e sono state avviate le relative attività di ridefinizione dei percorsi di sviluppo. Nell'ottica di assicurare una piena coerenza tra le strategie di business e quelle di sviluppo delle risorse umane, è stato avviato un progetto di analisi e revisione dei principali processi e strumenti di formazione e sviluppo con l'obiettivo di creare un nuovo modello integrato di talent management che sia in grado di meglio rispondere al mutato contesto economico e sociale che pone sfide e necessità differenti, sia per l'azienda, che per le risorse che vi lavorano. A livello internazionale, prosegue l'attività di consolidamento dei processi e degli strumenti volti ad assicurare un approccio omogeneo nella pianificazione e gestione delle carriere per un pool di risorse molto critiche e di talento.

Nel corso del primo semestre è stata allargata la popolazione destinataria del progetto "Feedback", includendo, oltre ai dirigenti, anche i quadri e i giovani laureati italiani, con lo scopo di rafforzare i comportamenti e le competenze di successo riconosciute nel Modello di Eccellenza.

Infine, prosegue l'attività di definizione e implementazione delle soluzioni e degli interventi di ottimizzazione della popolazione quadri e dirigenti, nell'ambito del progetto "Ottimizzazione Sistema Organizzativo".

In merito alle politiche di **compensation**, i piani di incentivazione variabile (inclusi gli incentivi di progetto) e i sistemi di retention, che continuano a essere oggetto di attenta analisi e di razionalizzazione, vengono adottati in maniera selettiva, in funzione delle specificità dei mercati del lavoro di riferimento e delle dinamiche attuali e prospettiche del business.

Per quanto riguarda i piani di incentivazione del management, è stato confermato, per la generalità delle risorse manageriali italiane e internazionali, il Piano di Incentivazione Monetaria di Breve Termine collegato agli obiettivi di performance individuale, nonché il Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine collegato a condizioni di performance aziendali di lungo periodo.

A seguito della consuntivazione delle valutazioni delle prestazioni 2010 del management, sono stati erogati in aprile gli incentivi monetari annuali individuali a complessivamente 221 dirigenti italiani (77,5% della popolazione totale), per una spesa globale di 7.244.000 euro (23,6% sul monte salari al 1° gennaio 2011). Sono anche stati definiti, per questa stessa popolazione, i nuovi obiettivi per il 2011.

Nel corso del primo semestre dell'anno, **sotto il profilo organizzativo**, l'attività si è concentrata sulla definizione della configurazione organizzativa più idonea a garantire un'efficace gestione integrata e la massimizzazione di sinergie operative tra i business Engineering & Construction Onshore e Engineering & Construction Offshore. L'assetto organizzativo della nuova Business Unit Engineering and Construction è stato progettato ricercando soluzioni rivolte alla condivisione delle competenze da dedicare in particolare a progetti caratterizzati da elevato contenuto impiantistico/tecnologico e rilevante complessità, massimizzare l'integrazione delle risorse aziendali disponibili (asset tangibili e intangibili) e gestire con approccio integrato le relazioni con il mercato di riferimento e gli stakeholder locali.

Nel periodo di riferimento sono stati realizzati alcuni interventi finalizzati a dotare sempre più le Business Unit del governo delle variabili che maggiormente influiscono sull'andamento e competitività del business. Le attività di sviluppo, gestione e manutenzione asset, precedentemente gestite a livello centrale, sono state assegnate alle Business Unit, riorganizzandole con lo scopo di assicurare una maggiore rispondenza di mezzi, attrezzature, yard e basi logistiche alle esigenze del business. Sono state inoltre riallocate per competenza nelle Business Unit di Saipem anche le attività di expediting, inspection, spedizioni e dogane rivolte ai progetti Offshore e Drilling, perseguendo la loro integrazione con le competenze tecnico-gestionali che concorrono alla realizzazione dei progetti.

Tutti gli interventi organizzativi sono stati condotti perseguendo livelli di flessibilità, efficacia ed efficienza ottimali, nel rispetto del modello di governance di Saipem e quindi dei principi di segregazione dei compiti e delle responsabilità.

Allo scopo di traguardare tali obiettivi, sono inoltre da citare interventi quali:

- la definizione di una nuova architettura del sistema normativo Saipem;
- l'avvio, nell'ambito del progetto "Ottimizzazione del Sistema Organizzativo", dell'implementazione delle soluzioni e degli interventi di semplificazione e ottimizzazione dell'assetto organizzativo complessivo di Società.

Nell'ambito delle attività di **Comunicazione** è stata definita la nuova immagine societaria focalizzata su temi quali unicità, multiculturalità ed eccellenza. Questi concetti costituiscono i temi chiave della campagna di comunicazione implementata nel corso del primo semestre dell'anno e sono stati veicolati attraverso un simbolo grafico (la parola "ONE") che caratterizza l'immagine esterna e interna di Saipem, in modo da uniformare l'immagine societaria nei diversi contesti. È stata inoltre lanciata una linea di abbigliamento e oggettistica destinata esclusivamente ai dipendenti, che sono stati coinvolti nella diffusione del marchio "ONE" e del relativo messaggio.

Per quanto concerne il portale intranet, è stato progettato un forum aziendale per favorire l'interazione tra i dipendenti ed è stato avviato uno studio per un restyling grafico, finalizzato a rendere più intuitiva e immediata la navigazione. Proseguono inoltre le attività di integrazione dei siti intranet locali nella piattaforma comune Saipem.

È stata infine avviata la definizione di un palinsesto per una Company TV che sarà testata in via sperimentale nel secondo semestre del 2011.

Gestione Risorse Umane

Nel corso del primo semestre 2011 Saipem ha avviato una serie di iniziative volte al recupero di efficienza e all'incremento dell'attività di monitoraggio e analisi dei maggiori fenomeni gestionali del personale. Tali iniziative hanno l'obiettivo di fornire alle strutture di Società un puntuale presidio sui principali temi di gestione del personale e si concretizzano, nell'indirizzo e il supporto delle strutture di gestione del personale decentrate nel monitoraggio dell'andamento dei maggiori fenomeni di interesse relativi al personale italiano, locale e internazionale e nel loro confronto con i benchmark internazionali di riferimento.

Gli strumenti di indirizzo prevedono sia il rilascio di nuovi strumenti informatici, sia il lancio di iniziative formative su temi di carattere generale e specifico.

Tra le azioni intraprese si colloca inoltre l'avvenuta cessione a Eni SpA del ramo d'azienda di amministrazione del personale non dirigente. Il passaggio delle attività amministrative del personale in Eni SpA (effettivo a decorrere dal 1° aprile 2011) va inquadrato nel graduale e progressivo processo di accentramento in Eni di strutture, processi e servizi di amministrazione del rapporto di lavoro del personale del Gruppo Eni operante in Italia. L'intera operazione è volta a una gestione sempre più unitaria ed efficiente dei processi, nell'ottica di un servizio sempre più personalizzato e tempestivo nei confronti dell'utente finale di riferimento.

Nell'ambito delle attività di gestione del personale in assegnazione internazionale si sono sviluppati diversi progetti volti a incentivare e sostenere la mobilità geografica.

È stata consolidata la sperimentazione di nuovi trattamenti retributivi per l'espatrio dall'Italia verso le maggiori località europee e statunitensi. In collaborazione con le funzioni Eni, il pacchetto salariale è stato costruito con l'obiettivo di avvicinare i trattamenti economici degli espatriati italiani a quelli caratteristici di analoghe figure professionali operanti in mercati ad alta competitività.

Relazioni Industriali

Saipem, nell'ambito delle relazioni industriali, ha sempre mostrato attenzione alla gestione delle diversità del contesto socio-economico e della legislazione dei Paesi in cui opera. Il modello adottato è volto ad assicurare l'armonizzazione e la gestione ottimale, in accordo con le politiche aziendali, delle relazioni con le organizzazioni sindacali dei lavoratori, con le associazioni datoriali di settore, le istituzioni e gli enti pubblici.

Coerentemente con le premesse esposte, nel primo semestre sono stati avviati, e in alcuni casi conclusi, i confronti con le rappresentanze nazionali delle Organizzazioni Sindacali dei settori Energia e Marittimo sulle seguenti tematiche che coinvolgono Saipem e le società del Gruppo.

In ambito associazione datoriale CONFITARMA si è partecipato ai preliminari incontri per il rinnovo del CCNL di settore per i marittimi imbarcati sui mezzi navali speciali scaduto il 31 dicembre 2010.

A seguito dell'acquisizione di progetti offshore all'interno delle acque territoriali italiane, nel settore Energia, con le Segreterie Nazionali è stato siglato l'accordo che ha rivisitato il regolamento dell'attività Offshore dei settori Drilling e Construction sia sul piano normativo che sui valori delle indennità erogabili.

Con le Segreterie Nazionali è stato avviato e concluso con decorrenza 1° aprile il processo di cessione a Eni del ramo d'azienda amministrazione del personale. La cessione ha riguardato un totale di 19 risorse dislocate sulle sedi di San Donato Milanese, Ravenna, Fano e Roma.

A seguito delle deliberazioni previste dai CdA di Saipem e SES sono state informati i livelli interessati delle strutture sindacali del settore energia del progetto di fusione di SES in Saipem.

Saipem, sulla base degli strumenti di monitoraggio degli eventi sindacali nei diversi contesti geografici, ha seguito l'evolversi positivo del rinnovo contrattuale applicabile alle maestranze impegnate nelle attività di Drilling nei Paesi dell'America Latina.

Inoltre, Saipem è stata partecipe con i propri rappresentanti all'incontro annuale in ambito di Comitato Aziendale Europeo Eni tenutosi in Norvegia a Stavanger nei giorni 22, 23 e 24 giugno 2011.

Esercizio		Primo semestre	
2010	(unità)	Forza media 2010	Forza media 2011
13.533	Engineering & Construction Offshore	13.590	13.557
14.916	Engineering & Construction Onshore	14.617	15.798
1.508	Drilling Offshore	1.481	1.592
5.213	Drilling Onshore	5.005	5.685
3.258	Funzioni di staff	3.241	3.309
38.428	Totale	37.934	39.941
7.071	Italiani	7.071	7.115
31.357	Altre nazionalità	30.863	32.826
38.428	Totale	37.934	39.941
6.174	Italiani a tempo indeterminato	6.191	6.161
897	Italiani a tempo determinato	880	954
7.071	Totale	7.071	7.115
31.12.2010		30.06.2011	
	(unità)		
7.244	Numero di ingegneri	7.149	7.632
39.249	Numero di dipendenti	38.375	40.468

Sistema informativo

Information, Communication, Technologies

La prima metà del 2011 è stata dedicata principalmente a implementare e completare importanti iniziative di cambiamento sui sistemi informativi di Saipem, in linea con i requisiti aziendali. L'attività principale di miglioramento del sistema SAP R/3 è stata completata. Il piano di cambiamento comprendeva la revisione della piattaforma tecnica e l'adozione delle nuove funzionalità native offerte dalla release 6.0 di SAP R/3, insieme a una nuova architettura per il sistema di data warehouse di società. Nell'ambito del progetto IBIS Consolidation (Integrated Business Information System - consolidamento del programma di investimenti Saipem di lungo periodo), Saipem ha progettato e implementato un modello di accounting per elaborare il capitale destinato basato sul nuovo General Ledger di SAP, e trarre vantaggio dalle funzionalità del Material Ledger nel supportare l'analisi dei costi.

Grazie alla disponibilità di questi strumenti, sono stati eseguiti alcuni roll out di SAP; in particolare, è stata molto efficace la revisione del modello applicativo IBIS allo scopo di incorporare le nuove funzionalità richieste per poter completare il roll out della società peruviana Petrex. In coordinamento con questa iniziativa, Petrex ha anche beneficiato dell'aggiornamento tecnico e funzionale che è stato effettuato sul sistema AMOS di Spectec, dedicato all'asset management e ben integrato con il modello IBIS di SAP R/3.

L'area aziendale nella quale gli sforzi sono ancora in corso è quella dell'HR internazionale. A fianco a un continuo lavoro di messa a punto di GHRS, basato sul sistema di gestione del personale Peoplesoft di Oracle, sul quale verranno rilasciate numerose nuove funzionalità entro la seconda metà del 2012 grazie a un nuovo progetto implementativo, Saipem sta rilasciando con ottimi risultati una soluzione sviluppata internamente, dedicata alla gestione del payroll internazionale. La positiva adozione di questo software negli Emirati, in Qatar e in Kuwait proseguirà con ulteriori roll out, con l'obiettivo di creare una base applicativa comune e robusta per la gestione HR internazionale, allo scopo di ottenere una gestione dei dati anagrafici consolidati sui quali costruire un accurato reporting HR.

Una migliore gestione dei dati HR sta facilitando la diffusione del sistema aziendale di gestione del carico di lavoro (WMS) dedicato ai servizi d'ingegneria e supervisione. Tra l'altro, questa innovativa

applicazione gestionale è stata estesa ad altre famiglie professionali di Saipem: l'implementazione è in corso e il piano attuale è di completare la copertura delle aree aziendali rimanenti entro la fine del 2012.

Il supporto offerto da ICT alle attività di business presenta un ampio numero d'iniziative sviluppate per aumentare l'efficienza e la qualità della progettazione ingegneristica e delle attività di costruzione. Attraverso le partnership con i più importanti fornitori di soluzioni, Saipem sta riducendo la presenza di complesse customizzazioni di prodotto in favore dell'adozione di piattaforme standard, arricchite con le funzionalità co-progettate con i propri esperti. Lo sviluppo di tali soluzioni richiede un dialogo aperto e continuo con i fornitori rivolto ad assicurare che i requisiti espressi vengano presi in carico e soddisfatti. Questo programma di miglioramento sta fornendo risultati significativi direttamente sulle iniziative di business nelle quali vengono adottati nuovi strumenti software, per trarre vantaggio da essi e per migliorare la performance complessiva della Società nei siti di costruzione e nelle società operative. Questo aspetto sta impattando la modellazione 3D, il design review, il data warehousing d'impianto, la gestione materiali, nonché la gestione delle attività di costruzione e fabbricazione.

Per quanto riguarda l'infrastruttura IT, la prima metà del 2011 è stata dedicata al consolidamento del dominio Saipem.com, introdotto nel dicembre 2010, e alla diffusione del progetto WIE - Windows Infrastructure Evolution, con il quale intendiamo trarre beneficio dalle nuove funzionalità offerte dalle più recenti piattaforme Microsoft. Dopo una fase pre-pilota dai risultati positivi, è stato consolidato il progetto dedicato agli elementi strutturali della nuova architettura distribuita di Microsoft e all'implementazione del modello "a foresta unificata". La distribuzione complessiva dei nuovi software è stata avviata e un primo gruppo di siti minori è già stato completato, includendo anche alcuni mezzi navali, in parallelo alla sua più laboriosa diffusione sui principali siti italiani e francesi.

Per quanto concerne l'area telecomunicazioni, l'implementazione ormai consolidata dei servizi di unified communications è attualmente focalizzata sull'introduzione di nuove caratteristiche della tecnologia IP per la gestione del traffico voce e video sulla rete dati Saipem.

Gestione dei rischi d'impresa

I principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Saipem, 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 e 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;
- (iv) il rischio HSE derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti, con danni alle persone e all'ambiente e con riflessi sui risultati economico-finanziari;
- (v) il rischio Paese nell'attività operativa;
- (vi) il rischio progetti, afferente principalmente i contratti di ingegneria e costruzione, delle Business Unit E&C Onshore e E&C Offshore, in fase esecutiva.

La gestione dei rischi finanziari si basa su Linee Guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le policy di Gruppo in materia di rischi finanziari.

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 dalle sopra indicate "Linee guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa.

Rischio di cambio

L'esposizione ai tassi di cambio deriva dall'operatività del Gruppo in aree diverse dall'euro, dalla circostanza che i ricavi (costi) di una parte rilevante dei progetti sono denominati e regolati in valute diverse dall'euro, determinando i seguenti 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);
- sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di imprese che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo).

L'obiettivo di risk management del Gruppo è la minimizzazione del rischio di cambio, economico e transattivo; il rischio derivante dalla

maturazione del reddito d'esercizio in divisa, oppure dalla conversione delle attività e passività di imprese che redigono il bilancio in moneta diversa dall'euro, non è oggetto di copertura.

Saipem adotta una strategia volta a minimizzare l'esposizione al rischio cambio economico e di transazione attraverso l'utilizzo di contratti derivati. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare swap, outright e forward). Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata dalla funzione Finanza di Eni SpA basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari info-provider. La pianificazione, il coordinamento e la gestione di questa attività a livello di Gruppo Saipem è assicurata dalla funzione Finanza che monitora la corretta correlazione tra strumenti derivati e flussi sottostanti e l'adeguata rappresentazione contabile in ottemperanza ai principi contabili internazionali IFRS.

Con riferimento alle valute diverse dall'euro, considerate maggiormente rappresentative in termini di esposizione al rischio di cambio per il primo semestre 2011, si è provveduto a elaborare un'analisi di sensitività per determinare l'effetto sul conto economico e sul patrimonio netto che deriverebbe da un'ipotetica variazione positiva e negativa del 10% nei tassi di cambio delle citate valute estere, rispetto all'euro.

L'analisi è stata effettuata avuto riguardo a tutte le attività e passività finanziarie rilevanti originariamente espresse nelle valute considerate e ha interessato in particolare le seguenti fattispecie:

- strumenti derivati su tassi di cambio;
- crediti commerciali e altri crediti;
- debiti commerciali e altri debiti;
- disponibilità liquide ed equivalenti;
- passività finanziarie a breve e lungo termine.

Si precisa che per gli strumenti derivati su tassi di cambio la sensitivity analysis sul relativo fair value viene determinata confrontando le condizioni sottostanti il prezzo a termine fissato nel contratto (tasso di cambio a pronti e tasso di interesse) con i tassi di cambio a pronti e le curve di tasso di interesse coerenti con le scadenze dei contratti sulla base delle quotazioni alla chiusura del semestre, modificate in più o in meno del 10%, e ponderando la variazione intervenuta per il capitale nozionale in valuta del contratto.

Si rileva che l'analisi non ha riguardato l'effetto delle variazioni del cambio sulla valutazione dei lavori in corso, in quanto gli stessi non rappresentano un'attività finanziaria secondo lo IAS 32. Inoltre, l'analisi si riferisce all'esposizione al rischio di cambio secondo l'IFRS 7 e non considera pertanto gli effetti derivanti dalla conversione dei bilanci delle società estere con valuta funzionale diversa dall'euro. Una variazione positiva dei tassi di cambio rispetto all'euro (deprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute) comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di -33 milioni di

euro [-7 milioni di euro al 31 dicembre 2010] e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -348 milioni di euro [-328 milioni di euro al 31 dicembre 2010].

Una variazione negativa dei tassi di cambio rispetto all'euro (apprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute) comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di 34 milioni di euro [27 milioni di euro al 31 dicembre 2010] e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 320 milioni di euro [333 milioni di euro al 31 dicembre 2010].

L'incremento (riduzione) rispetto all'esercizio precedente deriva essenzialmente dall'effetto dell'andamento delle singole valute alle due date di riferimento, nonché dalla variazione delle attività e passività finanziarie esposte alle fluttuazioni del tasso di cambio.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio connesso alle oscillazioni dei tassi di interesse nell'ambito del Gruppo Saipem è correlato essenzialmente a finanziamenti a lungo termine negoziati a tassi variabili ed è gestito mediante operazioni di Interest Rate Swap (IRS). Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata dalla funzione Finanza di Eni SpA basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari info-provider. La pianificazione, il coordinamento e la gestione di questa attività a livello di Gruppo Saipem è assicurata dalla funzione Finanza.

Con riferimento al rischio di tasso di interesse, è stata elaborata un'analisi di sensitività per determinare l'effetto sul conto economico e sul patrimonio netto che deriverebbe da un'ipotetica variazione positiva e negativa del 10% nei tassi di interesse.

L'analisi è stata effettuata avuto riguardo a tutte le attività e passività finanziarie rilevanti esposte alle oscillazioni del tasso di interesse e ha interessato in particolare le seguenti poste:

- strumenti derivati su tassi di interesse;
- disponibilità liquide ed equivalenti;
- passività finanziarie a breve e lungo termine.

Si precisa che per gli strumenti derivati su tassi di interesse la sensitivity analysis sul fair value viene determinata confrontando le condizioni di tasso di interesse (fisso e variabile) sottostanti il contratto e funzionali al calcolo dei differenziali sulle cedole maturande con le curve attualizzate di tasso di interesse variabile sulla base delle quotazioni alla chiusura dell'esercizio, modificate in più o in meno del 10%, e ponderando la variazione intervenuta per il capitale nozionale del contratto. Con riferimento alle disponibilità liquide ed equivalenti si è fatto riferimento alla giacenza media e al tasso di rendimento medio del semestre, mentre per quanto riguarda le passività finanziarie a breve e lungo termine, si è fatto riferimento all'esposizione media del semestre e al tasso medio del semestre.

Una variazione positiva dei tassi di interesse comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di -3 milioni di euro [-5 milioni di euro al 31 dicembre 2010] e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -2 milioni di euro [-5 milioni di euro al 31 dicembre 2010]. Una variazione negativa dei tassi di interesse comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di 3 milioni di euro [5 milioni di euro al 31

dicembre 2010] e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 2 milioni di euro [5 milioni di euro al 31 dicembre 2010].

L'incremento (riduzione) rispetto all'esercizio precedente deriva essenzialmente dall'effetto dell'andamento dei tassi di interesse alle due date di riferimento, nonché dalla variazione delle attività e passività finanziarie esposte alle fluttuazioni del tasso di interesse.

Rischio commodity

I risultati economici di Saipem possono essere influenzati anche da variazioni dei prezzi dei prodotti petroliferi (olio combustibile, lubrificanti, gasolio per natanti, etc.) e delle materie prime nella misura in cui esse rappresentano un elemento di costo associato rispettivamente alla gestione di mezzi navali/basi/cantieri o alla realizzazione di progetti/investimenti.

Al fine di mitigare il rischio commodity, oltre a proporre soluzioni in ambito commerciale, Saipem utilizza talvolta anche strumenti derivati "Over The Counter" (in particolare swap, bullet swap), con sottostante rappresentato da prodotti petroliferi (prevalentemente gasolio e nafta) e negoziati tramite Eni Trading & Shipping (ETS) nei mercati finanziari organizzati ICE e NYMEX, nella misura in cui il mercato di riferimento per l'approvvigionamento fisico risulta ben correlato a quello finanziario ed efficiente in termini di prezzo.

Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata dalla funzione Finanza di Eni SpA basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari info-provider.

Con riferimento agli strumenti finanziari di copertura relativi al rischio commodity un'ipotetica variazione positiva del 10% nei prezzi sottostanti non comporterebbe alcun effetto significativo sul risultato economico (0,1 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta, di 5 milioni di euro [6 milioni di euro al 31 dicembre 2010]. Un'ipotetica variazione negativa del 10% nei prezzi sottostanti non comporterebbe alcun effetto significativo sul risultato economico (-0,1 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta, di -5 milioni di euro [-6 milioni di euro al 31 dicembre 2010].

L'incremento (riduzione) rispetto all'esercizio precedente deriva essenzialmente dall'effetto legato ai differenti prezzi di valutazione che concorrono al calcolo del fair value dello strumento alle due date di riferimento.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione di Saipem a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Il rischio credito connesso al normale svolgimento delle operazioni commerciali è monitorato sia dalla funzione operativa che dalla funzione amministrativa sulla base di procedure formalizzate e di reportistica periodica. Relativamente alle operazioni finanziarie, in particolare gli impieghi di disponibilità e la negoziazione di strumenti finanziari, compresi gli strumen-

ti derivati, le società adottano linee guida definite dalla funzione Finanza di Saipem.

La situazione di criticità venutasi a creare sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di ulteriori misure cautelative quali disposizioni mirate a evitare concentrazioni di rischio/attività.

Sono inoltre state gestite con ulteriore approccio selettivo le operazioni in strumenti derivati.

L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

Al 30 giugno 2011 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio 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 del Gruppo 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, 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.

Allo stato attuale, Saipem ritiene, attraverso una gestione degli affidamenti e delle linee di credito flessibile e funzionale al business, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie nonostante le peculiarità del quadro di riferimento esterno.

Le policy applicate sono state orientate a garantire risorse finanziarie sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, nonché ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Saipem, ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari.

Alla data del 30 giugno 2011 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.968 milioni di euro; questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative.

Nelle tavole 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					Totale
	2012 (*)	2013	2014	2015	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	725	398	258	1.098	560	3.039
Passività finanziarie a breve termine	1.274	-	-	-	-	1.274
Passività per strumenti derivati	146	-	-	-	-	146
	2.145	398	258	1.098	560	4.459
Interessi su debiti finanziari	112	64	54	41	63	334

(*) Include il secondo semestre 2011.

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2012 (*)	2013-2015	Oltre	
Debiti commerciali	2.675	-	-	2.675
Altri debiti e anticipi	2.507	2	-	2.509

(*) Include il secondo semestre 2011.

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, il Gruppo Saipem ha in essere obbligazioni contrattuali relative a contratti di leasing operativo non annullabili il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli eserci-

zi futuri. Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti negli esercizi futuri a fronte delle obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Totale
	2012 (*)	2013	2014	2015	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili	169	50	30	25	61	335

(*) Include il secondo semestre 2011.

Nella tabella che segue sono rappresentati gli investimenti a vita intera relativi ai progetti di maggiori dimensioni, per i quali normalmente sono già stati collocati i contratti di procurement.

(milioni di euro)	Anni di scadenza	
	2011	2012
Impegni per Major Projects	291	43
Impegni per altri investimenti	88	-
	379	43

Rischio HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente)

Le attività industriali svolte da Saipem in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali relative al settore di attività.

In particolare, le attività Saipem sono soggette a preventiva autorizzazione e/o acquisizione di permessi che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza.

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In habitat particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione. Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (D.Lgs. 231/2001). Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Saipem e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere gli obblighi previsti continueranno a costituire una voce di costo significativa anche negli esercizi futuri. In Italia la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro ha introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni e in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. In proposito Saipem si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti, nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica che impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi standard e soluzioni che costituiscano le best practice industriali.

Il vigente continuo processo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi afferenti Salute, Sicurezza e Ambiente è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di business e si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi

di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e proceduralizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione della componente umana nel rischio di gestione dei siti produttivi. Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle.

L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutte le società Saipem, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Saipem/Eni. Basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle performance HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'audit di tali processi da parte di personale interno ed esterno. La realtà industriale di Saipem è certificata secondo le norme internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 quando non addirittura EMAS. Saipem si è dotata di un modello di formazione avanzato per il personale HSE al fine di:

- produrre comportamenti coerenti ai principi e alle Linee Guida in materia;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Saipem;
- favorire il knowledge management e il controllo dei rischi HSE.

Rischio Paese

Saipem svolge una parte significativa della propria attività in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere meno stabili dal punto di vista politico ed economico. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni e con altri Paesi, possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Saipem di operare in condizioni economiche e la possibilità di recuperare l'attivo fisso in tali Paesi, o possono richiedere interventi organizzativi e gestionali specifici finalizzati ad assicurare, ove sia possibile nel rispetto delle policy aziendali, il prosieguo delle attività in corso in condizio-

ni contestuali differenti da quelle previste originariamente. Nei casi in cui la capacità di Saipem di operare sia compromessa temporaneamente, la demobilizzazione è pianificata secondo criteri di protezione degli asset aziendali che rimangono on-site, e di minimizzazione della business interruption attraverso l'adozione di soluzioni che rendano più rapida e meno onerosa la business recovery al ritorno di condizioni favorevoli. Tali misure possono attrarre aggravii di costi e possono incidere sui risultati economici attesi. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di costruzione, perforazione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro limitata prevedibilità, tali eventi possono insorgere ed evolvere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Saipem.

Saipem tiene sotto stretta osservazione e valuta costantemente e olisticamente l'evolversi dei rischi di natura politica, sociale ed economica dei Paesi in cui opera o intende investire, attingendo anche ai rapporti periodici sui principali rischi di progetto e relativi trend redatti in accordo con la Corporate Risk Management Policy e relative procedure e standard di Risk Management in essere, e ai rapporti di Security redatti in accordo con la Corporate Security Policy e le Linee Guida sulle Attività di Security vigenti.

Rischio progetti

La direzione Risk and Opportunity and Knowledge Management è focalizzata principalmente nel:

- promuovere l'applicazione della metodologia di Project Risk Management nelle offerte e in fase esecutiva, sui progetti gestiti dalle Business Unit che hanno aderito alla metodologia e sui principali progetti di investimento in corso;
- assicurare il reporting periodico al management sui principali "project risks" e sui relativi trend osservati, aggregati per Business Unit e a livello globale, promuovendo inoltre analisi di portafoglio a supporto delle decisioni del Management anche in un'ottica di comprensione dei macro fattori di rischio esterni ai singoli progetti che possano incidere sul risultato economico-aziendale a fronte dei quali il Management possa intervenire con le più appropriate azioni e strumenti di annullamento, mitigazione, trasferimento, ovvero ritenzione;
- assicurare la diffusione in tutti gli ambiti di Saipem di una cultura di risk management finalizzata a una gestione strutturata di rischi e opportunità, contribuendo al miglioramento della gestione delle contingency;
- fornire consulenza, assistenza e indicazioni alle Business Unit e ai progetti nelle attività di identificazione e valutazione dei rischi e delle opportunità e nelle attività di implementazione delle relative azioni di mitigazione e miglioramento, rispettivamente per la

gestione delle aree di rischio e l'ottimizzazione delle opportunità identificate;

- assicurare la definizione, lo sviluppo e l'aggiornamento di strumenti e metodologie in grado di raccogliere, organizzare e rendere disponibili ai progetti in corso le esperienze maturate su progetti già eseguiti, al manifestarsi di rischi affini;
- assicurare un'adeguata attività formativa ai team commerciali e di project management;
- assicurare il costante aggiornamento delle Linee Guida, Procedure e Standard Corporate in linea con gli Standard e i Code of Practice internazionali, promuovendone il pieno rispetto e la loro corretta applicazione in Saipem e nelle società controllate;
- contribuire a promuovere il rispetto delle Golden Rules & Silver Guidelines, lo strumento di governo della propensione all'assunzione di rischi di cui Saipem si è dotata per attribuire agli appropriati livelli manageriali la responsabilità delle decisioni sull'assunzione dei rischi più rilevanti.

Gli Standard e le Procedure vigenti in Saipem rispettano i dettami delle principali Normative Internazionali di Risk Management.

Assicurazione

La funzione assicurativa della Corporate in stretta cooperazione con l'alta direzione definisce annualmente le linee guida del Gruppo Saipem in materia di protezione assicurativa per i rischi riconducibili ai danni materiali e alle responsabilità civili, nonché per quelli derivanti dai contratti assegnati.

Sulla base di tali linee guida, viene definito il programma assicurativo, individuando per ogni tipologia di rischio specifiche franchigie e limiti di copertura sulla base di un'analisi che prende in considerazione l'esperienza statistica dei sinistri, la statistica dell'industria di riferimento nonché le condizioni offerte dal mercato assicurativo internazionale.

Il programma assicurativo Saipem è strutturato per trasferire, in maniera appropriata, al mercato assicurativo i rischi derivanti dalle operazioni, in particolare i rischi connessi con la gestione della flotta, delle attrezzature e di ogni altro bene, inclusi i rischi di responsabilità civile verso terzi, nonché i rischi derivanti da ogni contratto assegnato dai propri clienti.

In considerazione sia delle coperture disponibili sul mercato assicurativo che dell'evoluzione del mercato energy nel quale Saipem opera, non è possibile garantire che tutte le circostanze ed eventi siano adeguatamente coperti dal suddetto programma assicurativo. Parimenti la volatilità del mercato assicurativo non permette di garantire che in futuro un'adeguata copertura assicurativa possa essere ragionevolmente mantenuta ai livelli correnti di tasso, termini e condizioni.

Con riferimento al programma assicurativo Saipem, deve essere fatta una distinzione tra le coperture assicurative dei beni del Gruppo ("polizze assicurative Corporate") e le coperture assicurative invece strettamente riconducibili all'esecuzione dei progetti.

Polizze assicurative Corporate

Uno strumento chiave nella gestione dei rischi assicurabili di Saipem è rappresentato dalla Sigurd Rück AG, la società captive di riassicurazione, costituita e operativa dal 2008, che opera a copertura della prima fascia di rischio corrispondente a 10 milioni di euro per evento per tutte le classi di rischio.

Sigurd Rück AG, realizza, a sua volta, una mitigazione dei rischi attraverso una protezione riassicurativa del portafoglio sottoscritto collocata sul mercato con primarie security internazionali.

Questo programma catastrofale, costituito da polizze che coprono i danni materiali, la responsabilità civile marittima e non marittima verso i terzi, può riassumersi con le seguenti coperture:

Danni materiali

- Polizza "Corpi nave": copre l'intera flotta per eventi che producano danni parziali o totali alle unità;
- Polizza "Attrezzature": copre tutte le attrezzature onshore o offshore in uso, ad esempio le attrezzature di cantiere, gli impianti di perforazione a terra, i Remote Operating Vehicle (ROV) sottomarini, etc.;
- Polizza "Trasporto": copre ogni trasporto, movimentazione e stoccaggio di beni e attrezzature via terra, mare e aerea;
- Polizza "Immobili e Cantieri": copre gli immobili, gli uffici, i magazzini e i cantieri navali posseduti od affittati;
- Polizza "Altri rischi minori": copre i rischi minori come il furto e l'infedeltà dei dipendenti.

Responsabilità civile

- Polizza "Protection & Indemnity" ("P&I"): copre le responsabilità armatoriali per danni a terzi, assicurate da un P&I Club facente parte dell' International Group of P&I Clubs, per un limite di 6,96 miliardi di dollari USA per evento durante la navigazione e di 300 milioni di dollari USA per evento durante le operazioni offshore. Questa polizza fornisce anche un sottolimito per l'inquinamento marittimo di superficie attribuibile ai mezzi navali per un ammontare per evento fino a 1 miliardo di dollari USA durante la navigazione e fino a 300 milioni di dollari USA nelle operazioni offshore.

- Polizza "Comprehensive General Liability": copre ogni altra tipologia di responsabilità Saipem sui rischi di responsabilità civile e generale derivanti dalla sua attività industriale, operando anche a integrazione della specifica copertura P&I, fino a un limite di 300 milioni di euro per evento per le operazioni offshore e fino a un limite di 400 milioni di euro per evento per le operazioni onshore.
- Polizze "Employer's Liability" e "Personal Accident": coprono rispettivamente la responsabilità del datore di lavoro e i rischi infortuni dei propri dipendenti sulla base delle normative obbligatorie previste in ogni Paese nel quale il Gruppo opera.

Polizze assicurative relative all'esecuzione dei progetti

Per tutti i contratti assegnati esistono delle specifiche coperture assicurative di progetto che devono essere realizzate e, generalmente, sono i clienti che mantengono contrattualmente la responsabilità dell'assicurazione.

Nei casi in cui tale responsabilità sia invece richiesta al contrattista, Saipem procede alla definizione di un'assicurazione idonea a coprire, per la sua durata, tutti i rischi correlati al progetto.

Queste polizze assicurative solitamente sono riferibili alle coperture "Builders' All Risks", che hanno lo scopo di coprire lo *scope of work* del contratto ossia i danni materiali all'opera in costruendo, nonché alle attrezzature, prodotti e materiali necessari alla sua realizzazione, e di responsabilità civile verso terzi per tutti i lavori che saranno effettuati dal Gruppo durante tutte le fasi di esecuzione del progetto (progettazione, trasporto, costruzione, assemblaggio, test) incluso il periodo di garanzia contrattualmente previsto.

L'elevato livello dei premi assicurativi e di franchigie su queste polizze stimola e guida Saipem verso un continuo miglioramento dei processi di prevenzione e protezione in termini di qualità, salute, sicurezza e di impatto ambientale.

Altre informazioni

Acquisto di azioni proprie

Il capitale sociale al 30 giugno 2011 ammonta a 441.410.900 euro. Alla stessa data le azioni in circolazione sono 438.100.103; nel semestre non sono state acquistate azioni ordinarie sul mercato.

Regolamento mercati

Art. 36 del Regolamento Mercati: condizioni per la quotazione in Borsa di società con controllate costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti, società costituite o regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che alla data del 30 giugno 2011 fra le controllate Saipem rientrano nella previsione regolamentare undici società.

Precisamente:

- Ersai Caspian Contractor LLC;
- Petrex SA;
- Saipem Contracting (Nigeria) Ltd;
- Saipem Contracting Algérie SpA;
- Snamprogetti Saudi Arabia Ltd;
- Global Petroprojects Services AG;
- Saipem Asia Sdn Bhd;
- Saipem Misr for Petroleum Services (S.A.E.);
- Saudi Arabian Saipem Ltd;
- Saipem America Inc;
- PT Saipem Indonesia.

Per le stesse sono state adottate procedure adeguate per assicurare la compliance alla predetta normativa (art. 36).

Non è previsto pertanto alcun ulteriore piano di adeguamento per il 2011.

Art. 37 del Regolamento Mercati: condizioni che inibiscono la quotazione di azioni di società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altra società

In relazione alle prescrizioni del comma 13 dell'art. 2.6.2. del Regolamento dei Mercati Organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA, il Consiglio di Amministrazione nella riunione dell'8 marzo 2011 ha verificato che la Società soddisfa tutti i requisiti richiesti elencati dal comma 1 dell'art. 37 del Regolamento Mercati Consob, per la quotazione di azioni di società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altre società.

Il Consiglio di Amministrazione del 9 maggio 2011 ha altresì verificato che la composizione dello stesso Consiglio, nominato con l'Assemblea del 4 maggio, e dei comitati, costituiti in seno al Consiglio stesso, corrispondesse a quanto previsto dalla lettera d) dell'art. 37, comma 1; il Consiglio di Amministrazione è infatti composto in maggioranza da amministratori indipendenti e i comitati (Compensation Committee e Audit Committee) sono composti esclusivamente da amministratori indipendenti.

Informativa sulle parti correlate

Le operazioni compiute da Saipem con le parti correlate, individuate dallo IAS 24, riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari, inclusa la stipula di contratti derivati. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche dichiarano semestralmente l'eventuale esecuzione di operazioni effettuate con Saipem SpA e con le imprese controllate dalla stessa, anche per interposta persona o da soggetti a essi riconducibili, secondo le disposizioni dello IAS 24.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate sono evidenziati nella nota 42 delle "Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato".

A partire dal 1° gennaio 2011, è entrata in vigore la nuova procedura "Operazioni con interessi degli Amministratori e Sindaci e operazioni con parti correlate" il cui testo è consultabile sul sito internet della Società nella sezione "Corporate Governance".

Rapporti con il soggetto dominante e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento

Saipem SpA è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Eni SpA. I rapporti con Eni SpA e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento costituiscono rapporti con parti correlate e sono commentati alla nota 42 "Rapporti con parti correlate" delle "Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato".

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Acquisizione ordini

Nel mese di luglio 2011 sono stati acquisiti nuovi ordini e negoziate variazioni a contratti esistenti per un totale di circa 800 milioni di dollari, relativi principalmente all'attività Engineering & Construction, per contratti già dettagliati nel comunicato stampa del 25 luglio.

Evoluzione prevedibile della gestione

Il buon andamento dei volumi e dei margini del primo semestre e un mercato abbastanza dinamico consentono di guardare con confidenza al raggiungimento dei target migliorativi per l'esercizio 2011 comunicati alla fine del primo trimestre (rispetto al 2010: ricavi in aumento dell'8% circa, EBITDA in aumento del 12% circa e utile netto in aumento dell'8% circa). Gli investimenti 2011 sono confermati in 1,1 miliardi di euro circa.

Non-GAAP measures

Nel presente paragrafo vengono fornite le indicazioni relative alla composizione degli indicatori di performance, ancorché non previsti dagli IFRS (Non-GAAP measures), utilizzati nella relazione degli amministratori sulla gestione.

Tali indicatori sono presentati al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione del Gruppo e non devono essere considerati alternativi a quelli previsti dagli IFRS.

In particolare le Non-GAAP measures utilizzate nella Relazione intermedia sulla gestione sono le seguenti:

- cash flow: tale indicatore è dato dalla somma di utile netto più ammortamenti;
- investimenti tecnici: tale indicatore è calcolato escludendo dal totale investimenti gli investimenti in partecipazioni;
- margine operativo lordo: rappresenta un'utile unità di misura per la valutazione delle performance operative del Gruppo nel suo complesso e dei singoli settori d'attività in aggiunta all'utile operativo. Il margine operativo lordo è una grandezza economica intermedia e viene calcolato sommando gli ammortamenti all'utile operativo;
- capitale immobilizzato: è calcolato come somma delle attività materiali nette, attività immateriali nette e le partecipazioni;
- capitale di esercizio netto: include il capitale circolante e i fondi per rischi e oneri;
- capitale investito netto: è dato dalla somma del capitale immobilizzato, del capitale circolante e del fondo per benefici ai dipendenti;
- coperture: sono date dalla sommatoria del patrimonio netto, del capitale e riserve di terzi e dall'indebitamento finanziario netto.

Dichiarazione ai sensi del D.Lgs. 196 del 30 giugno 2003

Il Presidente in qualità di titolare del trattamento dei dati personali dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196.

Sedi secondarie

Ai sensi dell'art. 2428 del codice civile la società dichiara di avere una sede secondaria a Cortemaggiore (PC), Via Enrico Mattei 20.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta dallo schema obbligatorio)	31.12.2010		30.06.2011	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
A) Attività materiali nette		7.403		7.482
Nota 7 - Immobili, impianti e macchinari	7.403		7.482	
B) Attività immateriali nette		760		756
Nota 8 - Attività immateriali	760		756	
C) Partecipazioni		105		107
Nota 9 - Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	115		116	
Nota 10 - Altre partecipazioni	2		2	
Ricl. da E) - fondo copertura perdite di imprese partecipate	(12)		(11)	
D) Capitale circolante		(506)		(140)
Nota 2 - Crediti commerciali e altri crediti	4.330		3.458	
Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(20)		(29)	
Nota 3 - Rimanenze	791		1.392	
Nota 4 - Attività per imposte sul reddito correnti	72		51	
Nota 5 - Attività per altre imposte correnti	218		251	
Nota 6 - Altre attività correnti	275		362	
Nota 11 - Altre attività finanziarie	3		3	
Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(3)		(3)	
Nota 12 - Attività per imposte anticipate	90		92	
Nota 13 - Altre attività non correnti	39		37	
Nota 15 - Debiti commerciali e altri debiti	(5.814)		(5.178)	
Nota 16 - Passività per imposte sul reddito correnti	(166)		(196)	
Nota 17 - Passività per altre imposte correnti	(107)		(89)	
Nota 18 - Altre passività correnti	(149)		(155)	
Nota 22 - Passività per imposte differite	(55)		(130)	
Nota 23 - Altre passività non correnti	(10)		(6)	
E) Fondi per rischi e oneri		(152)		(168)
Nota 20 - Fondi per rischi e oneri	(164)		(179)	
Ricl. a C) - fondo copertura perdite di imprese partecipate	12		11	
F) Fondo per benefici ai dipendenti		(193)		(201)
Nota 21 - Fondi per benefici ai dipendenti	(193)		(201)	
CAPITALE INVESTITO NETTO		7.417		7.836
G) Patrimonio netto		4.060		4.347
Nota 25 - Patrimonio netto di Saipem	4.060		4.347	
H) Capitale e riserve di terzi		94		90
Nota 24 - Capitale e riserve di terzi azionisti	94		90	
I) Indebitamento finanziario netto		3.263		3.399
Nota 1 - Disponibilità liquide ed equivalenti	(930)		(882)	
Nota 14 - Passività finanziarie a breve termine	1.002		1.274	
Nota 19 - Passività finanziarie a lungo termine	2.887		2.813	
Nota 19 - Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	327		226	
Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 2)	(20)		(29)	
Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 11)	(3)		(3)	
COPERTURE		7.417		7.836

Voci del conto economico riclassificato

Il conto economico riclassificato differisce dallo schema obbligatorio esclusivamente per le seguenti riclassifiche:

- gli altri proventi e oneri operativi afferenti a "indennizzi" (4 milioni di euro) sono stati portati a rettifica delle corrispondenti componenti di costo nel conto economico riclassificato;
- le voci "proventi finanziari" (283 milioni di euro), "oneri finanziari" (-366 milioni di euro) e "strumenti derivati" (16 milioni di euro), indicate separatamente nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "oneri finanziari netti" (-67 milioni di euro) del conto economico riclassificato;
- le voci "effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto" (8 milioni di euro) e "altri proventi (oneri) su partecipazioni" (0 milioni di euro), indicate separatamente nello schema obbligatorio, sono esposte quali valori netti nelle voci "proventi netti su partecipazioni" (8 milioni di euro) e "plusvalenza cessione partecipazioni" (0 milioni di euro) del conto economico riclassificato;
- la voce "imposte sul reddito" (-183 milioni di euro), indicata nello schema obbligatorio, è esposta separatamente nelle voci "imposte sul reddito" (-183 milioni di euro) e "gestione fiscale" (0 milioni di euro).

Le altre voci sono direttamente riconducibili allo schema obbligatorio.

Voci del rendiconto finanziario riclassificato

Il rendiconto finanziario riclassificato differisce dallo schema obbligatorio esclusivamente per le seguenti riclassifiche:

- le voci "ammortamenti" (288 milioni di euro), "svalutazioni nette di attività materiali e immateriali" (14 milioni di euro), "effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto" (-8 milioni di euro), "variazione fondo per benefici ai dipendenti" (11 milioni di euro) e "altre variazioni" (18 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività operativa nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "ammortamenti e altri componenti non monetari" (323 milioni di euro);
- le voci "interessi attivi" (-3 milioni di euro), "interessi passivi" (42 milioni di euro) e "imposte sul reddito" (183 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa del capitale di esercizio nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "dividendi, interessi e imposte" (222 milioni di euro);
- le voci relative alle variazioni delle "rimanenze" (-631 milioni di euro), dei "crediti commerciali" (887 milioni di euro), delle "altre attività e passività" (-504 milioni di euro), dei "debiti commerciali" (34 milioni di euro) e dei "fondi per rischi e oneri" (15 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa del capitale di esercizio nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione" (-199 milioni di euro);
- le voci "interessi incassati" (4 milioni di euro), "interessi pagati" (-53 milioni di euro) e "imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati" (-113 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività operativa nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati nell'esercizio" (-162 milioni di euro);

- le voci relative agli investimenti in "attività immateriali" (-559 milioni di euro) e "attività materiali" (-2 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa degli investimenti nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "investimenti tecnici" (-561 milioni di euro);
- le voci "crediti finanziari" (-13 milioni di euro), "titoli" (0 milioni di euro) e "crediti finanziari" (3 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività di investimento nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento" (-10 milioni di euro);
- le voci "assunzione di debiti finanziari non correnti" (285 milioni di euro), "rimborsi di debiti finanziari non correnti" (-379 milioni di euro) e "incremento (decremento) di debiti finanziari correnti" (284 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività di finanziamento nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "variazione debiti finanziari a breve e lungo termine" (190 milioni di euro).

Le altre voci sono direttamente riconducibili allo schema obbligatorio.



Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Schemi di bilancio

Stato patrimoniale

(milioni di euro)

30.06.2010	Nota	31.12.2010		30.06.2011		
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
ATTIVITÀ						
Attività correnti						
1.186	Disponibilità liquide ed equivalenti	(N. 1)	930	509	882	393
22	Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita		-		-	
4.124	Crediti commerciali e altri crediti	(N. 2)	4.330	1.073	3.458	713
1.599	Rimanenze	(N. 3)	791		1.392	
59	Attività per imposte sul reddito correnti	(N. 4)	72		51	
230	Attività per altre imposte correnti	(N. 5)	218		251	
371	Altre attività correnti	(N. 6)	275	165	362	232
7.591	Totale attività correnti		6.616		6.396	
Attività non correnti						
7.061	Immobili, impianti e macchinari	(N. 7)	7.403		7.482	
754	Attività immateriali	(N. 8)	760		756	
127	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(N. 9)	115		116	
2	Altre partecipazioni	(N. 10)	2		2	
10	Altre attività finanziarie	(N. 11)	3		3	
159	Attività per imposte anticipate	(N. 12)	90		92	
42	Altre attività non correnti	(N. 13)	39		37	
8.155	Totale attività non correnti		8.413		8.488	
15.746	TOTALE ATTIVITÀ		15.028		14.884	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO						
Passività correnti						
1.212	Passività finanziarie a breve termine	(N. 14)	1.002	875	1.274	1.089
311	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	327	126	226	125
6.352	Debiti commerciali e altri debiti	(N. 15)	5.814	344	5.182	207
149	Passività per imposte sul reddito correnti	(N. 16)	166		196	
114	Passività per altre imposte correnti	(N. 17)	107		89	
644	Altre passività correnti	(N. 18)	149	132	155	146
8.782	Totale passività correnti		7.565		7.122	
Passività non correnti						
3.131	Passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	2.887	2.687	2.813	2.613
171	Fondi per rischi e oneri	(N. 20)	164		179	
187	Fondi per benefici ai dipendenti	(N. 21)	193		201	
26	Passività per imposte differite	(N. 22)	55		130	
25	Altre passività non correnti	(N. 23)	10	8	2	-
3.540	Totale passività non correnti		3.309		3.325	
12.322	TOTALE PASSIVITÀ		10.874		10.447	
PATRIMONIO NETTO						
104	Capitale e riserve di terzi azionisti	(N. 24)	94		90	
3.320	Patrimonio netto di Saipem:	(N. 25)	4.060		4.347	
441	- capitale sociale	(N. 26)	441		441	
55	- riserva sopraprezzo delle azioni	(N. 27)	55		55	
[208]	- altre riserve	(N. 28)	46		160	
2.755	- utili relativi a esercizi precedenti		2.758		3.330	
380	- utile del periodo		844		438	
[103]	- azioni proprie	(N. 29)	[84]		[77]	
3.424	Totale patrimonio netto di Gruppo		4.154		4.437	
15.746	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		15.028		14.884	

Conto economico

(milioni di euro)			Primo semestre 2010		Primo semestre 2011	
Esercizio 2010		Nota	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI						
11.160	Ricavi della gestione caratteristica	(N. 31)	5.385	988	6.021	996
17	Altri ricavi e proventi	(N. 32)	5	-	9	1
11.177	Totale ricavi		5.390		6.030	
Costi operativi						
(7.714)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(N. 33)	(3.739)	(43)	(4.184)	(50)
(1.627)	Costo del lavoro	(N. 34)	(786)		(833)	
(517)	Ammortamenti e svalutazioni	(N. 35)	(237)		(302)	
-	Altri oneri operativi		(1)	(1)	-	-
1.319	UTILE OPERATIVO		627		711	
Proventi (oneri) finanziari						
851	Proventi finanziari		634	-	283	1
(995)	Oneri finanziari		(723)	(20)	(366)	(39)
34	Strumenti derivati		26	17	16	20
(110)	Totale proventi (oneri) finanziari	(N. 36)	(63)		(67)	
Proventi (oneri) su partecipazioni						
-	Effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto		4		8	
30	Altri proventi su partecipazioni		-		-	
30	Totale proventi (oneri) su partecipazioni	(N. 37)	4		8	
1.239	UTILE ANTE IMPOSTE		568		652	
(345)	Imposte sul reddito	(N. 38)	(158)		(183)	
894	UTILE NETTO		410		469	
di competenza:						
844	- Saipem		380		438	
50	- terzi azionisti	(N. 39)	30		31	
Utile per azione sull'utile netto di competenza Saipem (ammontare in euro per azione)						
1,93	Utile per azione semplice	(N. 40)	0,87		1,00	
1,92	Utile per azione diluito	(N. 40)	0,86		0,99	

Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di euro)		Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Utile netto del periodo		410	469
Altre componenti dell'utile complessivo:			
-	variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge ⁽¹⁾	(484)	237
-	differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	122	(75)
-	effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	98	(55)
Totale altre componenti dell'utile complessivo		(264)	107
Totale utile complessivo del periodo		146	576
Di competenza:			
-	Gruppo Saipem	104	552
-	terzi azionisti	42	24

[1] La variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge riguarda quasi esclusivamente rapporti verso la controllante Eni.

Prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto

Patrimonio di pertinenza degli azionisti della controllante

(milioni di euro)

	Capitale sociale	Riserva per soprapprezzo delle azioni	Altre riserve	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva per cash flow hedge	Riserva per differenze cambio da conversione	Utili relativi a esercizi precedenti	Utile del periodo	Azioni proprie acquistate	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2009	441	55	7	88	17	77	(90)	2.226	732	(119)	3.434	61	3.495
Utile primo semestre 2010	-	-	-	-	-	-	-	-	380	-	380	30	410
Altre componenti dell'utile complessivo													
Variazione del fair value derivati cash flow hedge, al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	(386)	-	-	-	-	(386)	-	(386)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	1	109	-	-	-	110	12	122
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2010	-	-	-	-	-	(385)	109	-	380	-	104	42	146
Operazioni con gli Azionisti													
Dividendi distribuiti primo semestre 2010	-	-	-	-	-	-	-	-	(240)	-	(240)	-	(240)
Riporto a nuovo utile 2009 e attribuzione a riserva legale	-	-	-	-	-	-	-	492	(492)	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	(16)	-	-	16	-	16	16	-	16
Altri movimenti di patrimonio netto													
Costo stock option/grant	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4	-	4
Altre variazioni	-	-	-	-	(1)	-	(14)	17	-	-	2	1	3
Totale	-	-	-	-	(17)	-	(14)	529	(732)	16	(218)	1	(217)
Saldi al 30 giugno 2010	441	55	7	88	-	(308)	5	2.755	380	(103)	3.320	104	3.424
Utile secondo semestre 2010	-	-	-	-	-	-	-	-	464	-	464	20	484
Altre componenti dell'utile complessivo													
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	311	-	-	-	-	311	-	311
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	(62)	-	-	-	(62)	(7)	(69)
Plusvalenza con effetto a riserva su cessione ramo d'azienda	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	14	-	14
Effetto fiscale su plusvalenza	-	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	(4)	-	(4)
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	-	1
Totale utile (perdita) complessivo secondo semestre 2010	-	-	-	-	-	311	(62)	11	464	-	724	13	737
Operazioni con gli azionisti													
Dividendi distribuiti secondo semestre 2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(23)	(23)
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	1	-	19	20	-	20
Altri movimenti di patrimonio netto													
Costo stock option/grant	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	(1)	-	(1)
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	5	(8)	-	-	(3)	-	(3)
Totale	-	-	-	-	-	-	5	(8)	-	19	16	(23)	(7)
Saldi al 31 dicembre 2010	441	55	7	88	-	3	(52)	2.758	844	(84)	4.060	94	4.154

segue **Prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto**

Patrimonio di pertinenza degli azionisti della controllante													
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva per soprapprezzo delle azioni	Altre riserve	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva per cash flow hedge	Riserva per differenze cambio da conversione	Utili relativi a esercizi precedenti	Utile del periodo	Azioni proprie acquistate	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2010	441	55	7	88	-	3	(52)	2.758	844	(84)	4.060	94	4.154
Utile primo semestre 2011	-	-	-	-	-	-	-	-	438	-	438	31	469
Altre componenti dell'utile complessivo													
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	182	-	-	-	-	182	-	182
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	(68)	-	-	-	(68)	(7)	(75)
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2011	-	-	-	-	-	182	(68)	-	438	-	552	24	576
Operazioni con gli Azionisti													
Dividendi distribuiti primo semestre 2011	-	-	-	-	-	-	-	-	(276)	-	(276)	(21)	(297)
Riporto a nuovo utile e attribuzione a riserva legale	-	-	-	-	-	-	-	568	(568)	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7	-	7
Altri movimenti di patrimonio netto													
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4	(7)	(3)
Totale	-	-	-	-	-	-	-	572	(844)	7	(265)	(28)	(293)
Saldi al 30 giugno 2011	441	55	7	88	-	185	(120)	3.330	438	(77)	4.347	90	4.437

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Utile del periodo di Gruppo		380	438
Risultato di pertinenza di terzi azionisti		30	31
Rettifiche per ricondurre l'utile del periodo al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti	(N. 35)	237	288
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(N. 35)	-	14
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(N. 37)	(4)	(8)
- (plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni e radiazioni di attività		-	3
- interessi attivi		(3)	(3)
- interessi passivi		18	42
- imposte sul reddito	(N. 38)	158	183
- altre variazioni		(7)	18
Variazioni del capitale di periodo:			
- rimanenze		(452)	(631)
- crediti commerciali		178	887
- debiti commerciali		325	34
- fondi per rischi e oneri		(35)	15
- altre attività e passività		(157)	(504)
<i>Flusso di cassa del capitale di periodo</i>		<i>668</i>	<i>807</i>
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		1	11
Dividendi incassati		18	-
Interessi incassati		-	4
Interessi pagati		(42)	(53)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(60)	(113)
Flusso di cassa netto da attività operativa		585	656
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 42)	<i>1.151</i>	<i>1.152</i>
Investimenti:			
- attività materiali	(N. 7)	(780)	(559)
- attività immateriali	(N. 8)	(2)	(2)
- partecipazioni	(N. 9)	-	-
- crediti finanziari		(86)	(13)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		<i>(868)</i>	<i>(574)</i>
Disinvestimenti:			
- attività materiali		3	-
- titoli		14	-
- crediti finanziari		32	3
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		<i>49</i>	<i>3</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento ^(*)		(819)	(571)
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 42)	<i>-</i>	<i>-</i>

segue **Rendiconto finanziario**

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Assunzione di debiti finanziari non correnti		1.512	285
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(302)	(379)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		(640)	284
		570	190
Dividendi distribuiti		(240)	(297)
Acquisto netto di azioni proprie		16	7
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		346	(100)
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 42)	672	139
Effetto della variazione dell'area di consolidamento		-	(3)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		88	(30)
Flusso di cassa netto del periodo		200	(48)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	(N. 1)	986	930
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	(N. 1)	1.186	882

(1) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione intermedia sulla gestione".

Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Investimenti finanziari:		
- crediti finanziari	(86)	(13)
	(86)	(13)
Disinvestimenti finanziari:		
- titoli	14	-
- crediti finanziari	32	3
	46	3
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(40)	(10)

Informazioni supplementari

(milioni di euro)	30.06.2011
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	
Attività correnti	4
Attività non correnti	4
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	1
Passività correnti e non correnti	(8)
Effetto netto dei disinvestimenti	1
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	-
Plusvalenza per disinvestimenti	-
Interessenza di terzi	-
Totale prezzo di vendita	1
a dedurre:	
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(1)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	-

Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato

Criteri di redazione

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato è redatto secondo le disposizioni dello IAS 34 "Bilanci intermedi". Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella relazione finanziaria annuale.

Le note al bilancio sono presentate in forma sintetica.

Nel bilancio consolidato semestrale abbreviato sono applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di valutazione illustrati in sede di redazione della relazione finanziaria annuale, a cui si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2011 illustrati nella sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2010 "Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea" a cui si rinvia. L'applicazione di detti principi non ha determinato impatti sulle operazioni effettuate prima dell'esercizio 2011.

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti tributari per imposte correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo e le aliquote stimate su base annua.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate e le altre partecipazioni rilevanti a norma dell'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nella sezione "Area di consolidamento" che fa parte integrante delle presenti note. Nella stessa sezione è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo. Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Saipem nella riunione del 27 luglio 2011, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della Reconta Ernst & Young SpA.

La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, che rappresenta la moneta di presentazione del Gruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci: (i) dell'attivo e del passivo patrimoniale, i cambi correnti alla data di chiusura del periodo; (ii) del patrimonio netto, i cambi storici; (iii) del conto economico, i cambi medi del periodo (fonte: Banca d'Italia).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate alla voce del patrimonio netto "Riserva per differenze cambio" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Interessenze di terzi" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenze cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale, ovvero quando la partecipata cessa di essere qualificata come impresa controllata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione dimessa è attribuita al patrimonio netto delle intereszenze di terzi.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale, rappresentata dalla moneta locale o dalla diversa moneta nella quale sono denominati la maggior parte delle transazioni economiche e delle attività e passività.

I cambi applicati nella conversione in euro dei bilanci espressi in moneta estera sono i seguenti:

Valuta	Cambio al 31.12.2010	Cambio al 30.06.2011	Cambio medio 2011
USA dollaro	1,3362	1,4453	1,40325
Regno Unito lira sterlina	0,86075	0,90255	0,868183
Algeria dinaro	99,2612	104,147	101,699
Angola kwanza	123,79	134,851	130,811
Arabia Saudita riyal	5,0106	5,42017	5,26249
Argentina peso	5,30994	5,93151	5,67975
Australia dollaro	1,3136	1,3485	1,3582
Azerbaijan manat	1,06739	1,13658	1,11267
Brasile real	2,2177	2,2601	2,2879
Canada dollaro	1,3322	1,3951	1,3706
Croazia kuna	7,383	7,4018	7,39754
EAU dirham	4,90781	5,30853	5,154
Egitto lira	7,75751	8,62746	8,29957
India rupia	59,758	64,562	63,1436
Indonesia rupia	12.002,1	12.397,4	12.267,4
Malesia ringgit	4,095	4,3626	4,25522
Nigeria naira	203,444	220,077	216,806
Norvegia corona	7,8	7,7875	7,82474
Perù new sol	3,75086	3,97963	3,90356
Qatar riyal	4,86375	5,26296	5,10976
Repubblica Dominicana peso	50,0039	54,9684	53,0007
Romania nuovo leu	4,262	4,2435	4,1798
Russia rublo	40,82	40,4	40,1352
Singapore dollaro	1,7136	1,7761	1,76528
Svizzera franco	1,2504	1,2071	1,26943

Utilizzo di stime contabili

Con riferimento alla descrizione dell'utilizzo di stime contabili si fa rinvio a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale.

Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione, oltre a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale a cui si rinvia, sono di seguito riportate le principali pronunce dello IASB non ancora omologate dalla Commissione Europea.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 10 "Consolidated Financial Statements" e la versione aggiornata dello IAS 27 "Separate Financial Statements" che stabiliscono, rispettivamente, i principi da adottare per la presentazione e la preparazione del bilancio consolidato e del bilancio separato. Le disposizioni dell'IFRS 10 forniscono, tra l'altro, una nuova definizione di controllo da applicarsi in maniera uniforme a tutte le imprese (ivi incluse le società veicolo). Secondo tale definizione, un'impresa è in grado di esercitare il controllo se è esposta o ha il diritto

a partecipare ai risultati (positivi e negativi) della partecipata e se è in grado di esercitare il suo potere per influenzarne i risultati economici. Il principio fornisce alcuni indicatori da considerare ai fini della valutazione dell'esistenza del controllo che includono, tra l'altro, diritti potenziali, diritti meramente protettivi, l'esistenza di rapporti di agenzia o di franchising. Le nuove disposizioni, inoltre, riconoscono la possibilità di esercitare il controllo su una partecipata anche in assenza della maggioranza dei diritti di voto per effetto della dispersione dell'azionariato o di un atteggiamento passivo da parte degli altri investitori. Le disposizioni dell'IFRS 10 e della nuova versione dello IAS 27 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 11 "Joint Arrangements" e la versione aggiornata dello IAS 28 "Investments in Associates and Joint Ventures". L'IFRS 11 individua, sulla base dei diritti e delle obbligazioni in capo ai partecipanti, due tipologie di accordi, le joint operation e le joint venture, e disciplina il conseguente trattamento contabile da adottare per la loro rilevazione in bilancio. Con riferimento alla rilevazione delle joint venture, le nuove disposizioni indicano, quale unico trattamento possibile, il metodo del patrimonio netto, eliminando la possibilità di utilizzo del consolidamento proporzionale. La versione aggiornata dello IAS 28 defini-

sce, tra l'altro, il trattamento contabile da adottare in caso di vendita totale o parziale di una partecipazione in un'impresa controllata congiuntamente o collegata. Le disposizioni dell'IFRS 11 e della nuova versione dello IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 12 "Disclosure of Interests in Other Entities" che disciplina l'informativa da fornire nel bilancio consolidato in merito alle imprese controllate, alle imprese controllate congiuntamente e alle imprese collegate, nonché alle imprese veicolo (structured entities) non incluse nell'area di consolidamento. Le disposizioni dell'IFRS 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 13 "Fair Value Measurement" relativo alla definizione di un framework unico per le valutazioni al fair value e all'informativa di bilancio. Il fair value è definito come il prezzo da ricevere per la vendita di un'attività (da pagare per l'estinzione di una passività) nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato. Le disposizioni dell'IFRS 13 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 16 giugno 2011, lo IASB ha emesso gli "Amendments to IAS 1 - Presentation of Items of Other Comprehensive Income" che introducono, tra l'altro, l'obbligo di raggruppare le componenti dell'utile complessivo sulla base della possibilità di una loro riclassifica a conto economico secondo quanto disposto dagli IFRS di riferimento (cd. reclassification adjustments). Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2012 (per Saipem: bilancio 2013).

In data 16 giugno 2011, lo IASB ha emesso la nuova versione dello IAS 19 "Employee Benefits" che introduce tra l'altro, l'obbligo di rilevare gli utili e le perdite attuariali nel prospetto dell'utile complessivo, eliminando la possibilità di adottare il metodo del corridoio. Gli utili e le perdite attuariali rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico. Le nuove disposizioni richiedono, inoltre, un'integrazione dell'informativa di bilancio da fornire con particolare riferimento ai piani per benefici definiti. Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

Allo stato Saipem sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Area di consolidamento al 30 giugno 2011

Impresa consolidante

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SpA	San Donato Milanese	EUR	441.410.900	Eni Corporate SpA Saipem SpA Soci terzi	42,92 0,75 56,33		

Imprese controllate

Italia

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Saipem Energy Services SpA	San Donato Milanese	EUR	9.020.216	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Energia Italia SpA	Marghera	EUR	291.000	Saipem Energy Services SpA	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Chiyoda sas di Saipem SpA	San Donato Milanese	EUR	10.000	Saipem SpA Soci terzi	99,90 0,10	99,90	C.I.

Estero

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	322.350.000	Saipem SpA Snamprogetti Netherlands BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Boscongo sa	Pointe Noire (Congo)	XAF	1.597.805.000	Saipem sa Soci terzi	99,99 0,01	100,00	C.I.
BOS Investment Ltd	New Malden - Surrey (Regno Unito)	GBP	700.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
BOS-UIE Ltd	New Malden - Surrey (Regno Unito)	GBP	600.600	BOS Investment Ltd	100,00	100,00	C.I.
Construction Saipem Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	1.000	Snamprogetti Canada Inc	100,00	100,00	C.I.
Ersai Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.I.
Ersai Marine Llc (***)	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Ersai Caspian Contractor Llc	100,00		P.N.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Global Petroprojects Services AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	500.000	Saipem sa Soci terzi	55,00 45,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
 (***) Società non operativa nell'esercizio.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd (***)	Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem sa	100,00		P.N.
North Caspian Service Co LLP	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	485.469.045	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Professional Training Center Llc (***)	Karakiyán District, Mangistau Oblast (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Ersai Caspian Contractor Llc	100,00		P.N.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	111.290.000	Saipem International BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	100,00	C.I.
Sagio - Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Lda	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	60,00 40,00		P.N.
Saigut SA de Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA de Cv	100,00	100,00	C.I.
Saimexicana SA de Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino (Cina)	USD	250.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem International BV Soci terzi	41,94 58,06	100,00	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem International BV Soci terzi	89,41 10,59	89,41	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Argentina Samic y F. (**)(***)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	444.500	Saipem International BV Soci terzi	99,58 0,42		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem International BV Soci terzi	97,94 2,06	97,94	C.I.
Saipem Contracting Algérie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid sa	100,00	100,00	C.I.
Saipem Contracting Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	84.719.299	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Drilling Co Pvt Ltd	Mumbai (India)	INR	50.000.000	Saipem International BV Saipem sa	50,00 50,00	100,00	C.I.
Saipem Engineering Nigeria Ltd (***)	Lagos (Nigeria)	NGN	75.000.000	Saipem International BV Soci terzi	95,00 5,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

(***) Società non operativa nell'esercizio.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem India Project Ltd	Chennai (India)	INR	402.000.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Saipem Ingenieria y Construcciones S.L.U.	Madrid (Spagna)	EUR	40.000	Saipem International BV	100,00		P.N.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Libya Limited Liability Company - SA.LI.CO. Llc	Tripoli (Libia)	LYD	10.000.000	Saipem International BV Snamprogetti Netherlands BV	60,00 40,00	100,00	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd (***)	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem International BV	100,00		P.N.
Saipem Ltd	New Malden - Surrey (Regno Unito)	EUR	7.500.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sarl Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda	99,99 0,01	100,00	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	315.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services (S.A.E.)	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem International BV ERS - Equipment Rental & Services BV Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda	99,92 0,04 0,04	100,00	C.I.
Saipem Norge A/S	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Qatar Llc	Doha (Qatar)	QAR	2.000.000	Saipem International BV Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipem sa	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.695	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Services México SA de Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA de Cv	100,00	100,00	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem International BV ERS - Equipment Rental & Services BV	99,98 0,02	100,00	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Saipem UK Ltd	New Malden - Surrey (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	EUR	106.061	Saipem International BV Saipem Luxembourg SA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Sairus Llc (ex Katran-K Llc)	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	1.603.800	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Sajer Iraq Company for Petroleum Services, Trading, General Contracting & Transport Llc	Baghdad (Iraq)	IQD	300.000.000	Saipem International BV Soci terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
SAS Port de Tanger Société par Actions Simplifiée Unipersonnelle	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem International BV Soci terzi	60,00 40,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
 (***) Società non operativa nell'esercizio.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Shipping and Maritime Services Ltd (**)(***)	Lagos (Nigeria)	NGN	13.000.000	ERS - Equipment Rental & Services BV	100,00		P.N.
Sigurd Rück AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	25.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	100.100	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151	Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sarl	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snamprogetti Netherlands BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	99,00 1,00	99,00	C.I.
Snamprogetti Management Services SA (**)	Ginevra (Svizzera)	CHF	300.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	99,99 0,01		P.N.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprogetti Netherlands BV Saipem International BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem International BV Snamprogetti Netherlands BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Sofresid Engineering sa	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.143	Sofresid sa Soci terzi	99,99 0,01	100,00	C.I.
Sofresid sa	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Sonsub AS	Sola (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Star Gulf Free Zone Co	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda	80,00 20,00	100,00	C.I.
TBE Ltd (**)	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Saipem sa Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing, Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	500.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
 (**) Società in liquidazione.
 (***) Società non operativa nell'esercizio.

Imprese collegate e a controllo congiunto

Italia

Regione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ASG Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.864	Saipem SpA Soci terzi	55,41 44,59	55,41	C.P.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese	EUR	51.646	Saipem SpA Soci terzi	50,36 49,64	50,36	C.P.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	San Donato Milanese	EUR	51.646	Saipem SpA Soci terzi	52,00 48,00		P.N.
Consorzio F.S.B.	Venezia	EUR	15.000	Saipem Energy Services SpA Soci terzi	28,00 72,00		Co.
Consorzio Libya Green Way	San Donato Milanese	EUR	100.000	Saipem SpA Soci terzi	26,50 73,50		P.N.
Milano-Brescia-Verona Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Saipem SpA Soci terzi	52,00 48,00		P.N.
Modena Scarl (**)	San Donato Milanese	EUR	400.000	Saipem SpA Soci terzi	59,33 40,67	59,33	C.P.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	EUR	250.000	Saipem SpA Soci terzi	53,57 46,43	53,57	C.P.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem sa Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
SP - TKP Fertilizer Srl (**)	San Donato Milanese	EUR	50.000	Saipem SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

Estero

Regione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
02 Pearl snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem sa Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Barber Moss Ship Management AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Bonny Project Management Co Ltd	Greenford (Regno Unito)	GBP	1.000	LNG - Serviços e Gestão de Projectos Lda	100,00		P.N.
BOS Shelf Ltd Society	Baku City (Azerbaijan)	AZN	2.000	Star Gulf Free Zone Co Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Caspian Barge Builders Pte Ltd (***)	Singapore (Singapore)	SGD	2	Saipem Singapore Pte Ltd Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Charville - Consultores e Serviços, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
CMS&A WII	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00	50,00	C.P.
Dalia Floater Angola Snc	Parigi la Défense (Francia)	EUR	0	Saipem sa Soci terzi	27,50 72,50	27,50	C.P.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

(***) Società non operativa nell'esercizio.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (**)	Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda	100,00		P.N.
FPSO Mystras - Produção de Petróleo, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Kwanda Suporto Logistico Lda	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Saipem sa Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Nigetecsa Free Zone Enterprise (***)	Olokola (Nigeria)	USD	40.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
ODE North Africa Lic	Maadi - Cairo (Egitto)	EGP	100.000	Offshore Design Engineering Ltd	100,00		P.N.
Offshore Design Engineering Ltd	Kingston upon Thames (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem sa Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Petromar Lda	Luanda (Angola)	USD	357.143	Saipem sa Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.P.
RPCO Enterprises Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	17.100	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Sabella sas	Quimper (Francia)	EUR	37.000	Sofresid Engineering sa Soci terzi	32,50 67,50		P.N.
Saibos Akogep Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem sa Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.P.
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Saipem Kharafi National MMO Fz Co (**)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	40.000.000	Saipem International BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipem Triune Engineering Private Ltd	New Delhi (India)	INR	200.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipon snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem sa Soci terzi	60,00 40,00	60,00	C.P.
Servicios de Construcciones Caucedo sa (**)	Santo Domingo (Repubblica Dominicana)	DOP	100.000	Saipem sa Soci terzi	49,70 50,30		P.N.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée	Anjra (Marocco)	EUR	33.000	SAS Port de Tanger Soci terzi	33,33 66,67	33,33	C.P.
Southern Gas Constructors Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
SPF - TKP Omifpro Snc	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Saipem sa Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Sud-Soyo Urban Development Lda	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Saipem sa Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional sa	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci terzi	35,00 65,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
 (**) Società in liquidazione.
 (***) Società non operativa nell'esercizio.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Tchad Cameroon Maintenance BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem sa Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Technip-Zachry-Saipem LNG Lp	Houston (USA)	USD	5.000	TZS Llc (NV) TZS Llc (TX)	99,00 1,00	20,00	C.P.
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo - Concelho de Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem sa Soci terzi	42,50 57,50		P.N.
TMBYS sas	Guyancourt (Francia)	EUR	30.000	Saipem sa Soci terzi	33,33 66,67	33,33	C.P.
TSKJ II - Construções Internacionais, Sociedade Unipessoal, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	100,00		P.N.
TSKJ - Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000.000	TSKJ II - Construções Internacionais, Sociedade Unipessoal, Lda	100,00		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
TSLNG snc	Courbevoie (Francia)	EUR	20.000	Saipem sa Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
TZS Llc (NV)	Reno (USA)	USD	10.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00	20,00	C.P.
TZS Llc (TX)	San Antonio (USA)	USD	5.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00	20,00	C.P.

Le società partecipate sono 131 di cui: 64 consolidate con il metodo integrale, 25 con il metodo proporzionale, 40 valutate con il metodo del patrimonio netto e 2 valutate al costo; così ripartite:

	Controllate			Collegate e joint venture		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese controllate e loro partecipazioni	3	61	64	4	21	25
Consolidate con il metodo integrale	3	61	64	-	-	-
Consolidate con il metodo proporzionale	-	-	-	4	21	25
Partecipazioni di imprese consolidate ⁽¹⁾	1	13	14	6	22	28
Valutate con il criterio del patrimonio netto	-	13	13	5	22	27
Valutate con il criterio del costo	1	-	1	1	-	1
Totale imprese	4	74	78	10	43	53

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

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Variazioni dell'area di consolidamento

Nel corso dei primi sei mesi del 2011 non sono intervenute variazioni significative nell'area di consolidamento del Gruppo rispetto alla relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2010.

Le variazioni intervenute sono esposte nel seguito.

Costituzioni, dismissioni, liquidazioni, fusioni, cambiamenti nel criterio di consolidamento:

- la società **Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd** (in liquidazione), precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- la società **Modena Scarl**, consolidata con il metodo proporzionale, è stata messa in liquidazione;
- è stata costituita la società **Consorzio Libya Green Way**, con sede in Italia, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- la società **Starstroi Llc**, precedentemente consolidata con il metodo proporzionale, è stata ceduta a terzi;
- la società **Starstroi Maintenance Llc**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, risulta totalmente detenuta da terzi in seguito alla cessione della società Starstroi Llc;
- la società **Moss Offshore AS**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata fusa per incorporazione nella società Moss Maritime AS;
- la società **Petromar Lda**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata consolidata con il metodo proporzionale;
- la società **Saipem Norge A/S**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata consolidata con il metodo integrale per sopravvenuta rilevanza;
- la società **Consorzio Snamprogetti - ABB LG Chemicals** (in liquidazione), precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- è stata costituita la società **Saipem Ingenieria y Construcciones S.L.U.**, con sede in Spagna, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- la società **Saipem Australia (Pty) Ltd**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata consolidata con il metodo integrale per sopravvenuta rilevanza;
- la società **TBE Ltd**, valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata messa in liquidazione;
- la società **Hazira Marine Engineering & Construction Management Pvt Ltd**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata fusa per incorporazione nella società Saipem Drilling Co Pvt Ltd;
- la società **Moss Krilov Maritime OOO**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata venduta a terzi;
- è stata costituita la società **Milano-Brescia-Verona Scarl**, con sede in Italia, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- la società **Saipem Perfurações e Construções Petrolíferas Lda**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata fusa per incorporazione nella società Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda.

Cambiamenti di ragione sociale o spostamenti da partecipata senza effetti sul consolidato:

- la società **Saipem International BV** ha acquistato dalla società Saipem Energy Services SpA l'intera partecipazione nella società Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda;

- la società Katran-K Llc ha cambiato la denominazione sociale in **Sairus Llc**.

Variazioni valuta funzionale

La società **Sigurd Rück AG** ha modificato la propria moneta funzionale da franco svizzero a euro a partire dal 1° gennaio 2011.

La società **Saimexicana SA de Cv** ha modificato la propria moneta funzionale da peso messicano a dollaro USA a partire dal 1° gennaio 2011.

La società **Saigut SA de Cv** ha modificato la propria moneta funzionale da peso messicano a dollaro USA a partire dal 1° gennaio 2011.

La società **Saipem Services Mexico SA de Cv** ha modificato la propria moneta funzionale da peso messicano a dollaro USA a partire dal 1° gennaio 2011.

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 882 milioni di euro diminuiscono di 48 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 (930 milioni di euro). Le disponibilità liquide di fine periodo, denominate in euro per il 31%, in dollari USA per il 28% e in altre valute per il 41%, hanno trovato remunerazione a un tasso medio dello 0,41% e sono riferibili per 393 milioni di euro (509 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a depositi presso società finanziarie del Gruppo Eni. La voce include denaro e valori in cassa per 7 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Alla data del 30 giugno 2011 non sussistono attività finanziarie esigibili entro 90 giorni.

Le disponibilità presso tre conti correnti della controllata Saipem Contracting Algérie SpA (29,4 milioni di euro equivalenti al 30 giugno 2011) sono oggetto, dal febbraio 2010, di un blocco temporaneo dei movimenti bancari a seguito di un'investigazione su terzi.

Le disponibilità esistenti al 30 giugno 2011 sono riconducibili alla Capogruppo e ad altre società del Gruppo con la seguente ripartizione per area geografica (con riferimento al Paese in cui è domiciliato il rapporto finanziario):

(milioni di euro)	
Italia	49
Resto d'Europa	520
Asia-Pacifico	151
Africa	105
Americhe	57
Totale	882

2 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti di 3.458 milioni di euro (4.330 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Crediti commerciali	3.550	2.635
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	49	51
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	20	29
Acconti per servizi	533	485
Altri crediti	178	258
Totale	4.330	3.458

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 109 milioni di euro:

(milioni di euro)	31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2011
Crediti commerciali	103	3	-	(2)	(3)	101
Altri crediti	8	-	-	-	-	8
Totale	111	3	-	(2)	(3)	109

I crediti commerciali di 2.635 milioni di euro diminuiscono di 915 milioni di euro e si riferiscono per 548 milioni di euro (913 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a crediti verso società controllate di Eni.

Al 30 giugno 2011 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto senza notifica di crediti commerciali, anche non scaduti, per un importo di 35 milioni di euro. Saipem provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e al trasferimento delle somme ricevute al factor.

I crediti commerciali verso parti correlate sono illustrati alla nota 42 "Rapporti con parti correlate".

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 87 milioni di euro (90 milioni di euro al 31 dicembre 2010), di cui 43 milioni di euro scadenti entro l'esercizio e 44 milioni di euro scadenti oltre l'esercizio.

I crediti finanziari di circolante non strumentali all'attività operativa di 29 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si riferiscono principalmente al credito finanziario vantato da Saipem America Inc verso Eni Finance USA Inc per 22 milioni di euro.

I crediti verso imprese a controllo congiunto, per la parte non consolidata, sono principalmente crediti commerciali e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
O2 Pearl snc	3	3
Charville - Consultores e Serviços, Lda	1	-
Petromar Lda	-	24
Saipon snc	1	9
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée	4	2
Southern Gas Constructors Ltd	5	8
TMBYS sas	1	4
Totale	15	50

Gli altri crediti di 258 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Crediti verso:		
- compagnie di assicurazione	10	41
- personale	27	38
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1	4
- correntisti (saldi attivi) esigibili entro/oltre l'esercizio successivo	5	5
- amministrazioni pubbliche non finanziarie per attività d'esercizio	-	25
- amministrazione finanziaria estera diversi dai crediti tributari	2	2
- consulenti e professionisti per attività d'esercizio	1	1
- agenti commissionari e altri mandatari per attività d'esercizio	3	3
Depositi cauzionali	10	7
Altri crediti	119	132
Totale	178	258

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota 42 "Rapporti con parti correlate".

L'importo di 25 milioni di euro si riferisce al deposito, effettuato da Snamprogetti Netherlands BV, di una cauzione come specificato nel paragrafo "Contenziosi" a pagina 90.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

3 Rimanenze

Le rimanenze di 1.392 milioni di euro (791 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Materie prime, sussidiarie e di consumo	396	423
Lavori in corso su ordinazione	395	969
Totale	791	1.392

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 12 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	30.06.2011
Fondo svalutazioni rimanenze	9	6	(3)	-	12
	9	6	(3)	-	12

4 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti di 51 milioni di euro (72 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Amministrazione finanziaria italiana	12	13
Amministrazioni finanziarie estere	60	38
Totale	72	51

5 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti di 251 milioni di euro (218 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Amministrazione finanziaria italiana	44	59
Amministrazioni finanziarie estere	174	192
Totale	218	251

6 Altre attività correnti

Le altre attività di 362 milioni di euro (275 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	29	37
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	126	221
Altre attività	120	104
Totale	275	362

Al 30 giugno 2011 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato un plusvalore pari a 258 milioni di euro (155 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e i parametri di mercato (tassi di cambio e tassi di interesse) alla data di chiusura del periodo.

Il fair value delle operazioni a termine (outright, forward e currency swap) è stato determinato confrontando il valore attuale netto alle condizioni negoziali delle operazioni in essere al 30 giugno 2011 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura del periodo. Il modello utilizzato è quello del Valore Attuale Netto (VAN); i parametri sono il tasso di cambio spot negoziale e quello alla chiusura del periodo con le relative curve dei tassi di interesse a termine sulle valute negoziate.

L'analisi complessiva delle attività relative al calcolo del fair value su contratti derivati, comprensivi della parte a lungo termine e suddivisi per tipologia, è la seguente:

(milioni di euro)	Attivo 31.12.2010			Attivo 30.06.2011		
	Fair value	Impegni di		Fair value	Impegni di	
		acquisto	vendita		acquisto	vendita
1) Contratti derivati qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	16			4		
. vendite	118			217		
Totale	134			221		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	-			-		
. vendite	(9)			(1)		
Totale	(9)	673	4.204	(1)	218	6.151
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	1			1		
Totale	1	7		1	8	
Totale contratti derivati qualificati di copertura	126	680	4.204	221	226	6.151
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	4			2		
. vendite	26			33		
Totale	30			35		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	-			-		
. vendite	(1)			1		
Totale	(1)	246	1.505	1	167	1.249
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. vendite	-			1		
Totale	-		-	1		8
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	29	246	1.505	37	167	1.257
Totale	155	926	5.709	258	393	7.408

Le operazioni di copertura cash flow hedge riguardano operazioni di acquisto o vendita a termine (outright, forward e currency swap).

La rilevazione degli effetti sul conto economico e il realizzo dei flussi economici delle transazioni future altamente probabili oggetto di copertura al 30 giugno 2011 sono previsti in un arco temporale fino al 2013.

Nel corso del primo semestre del 2011 non vi sono stati casi significativi in cui, a fronte di operazioni qualificate precedentemente come di copertura, la realizzazione dell'oggetto della copertura non sia stata più considerata altamente probabile.

Il fair value attivo su contratti derivati qualificati di copertura al 30 giugno 2011 ammonta a 221 milioni di euro, a fronte di 126 milioni di euro al 31 dicembre 2010. A fronte di tali derivati la componente spot, pari a 221 milioni di euro (134 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 214 milioni di euro (128 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 7 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Il fair value passivo su contratti derivati qualificati di copertura al 30 giugno 2011, indicato alla nota 18 "Altre passività correnti", ammonta a 110 milioni di euro, a fronte di 95 milioni di euro al 31 dicembre 2010. A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 98 milioni di euro, è stata sospesa a riduzione della riserva di hedging per un importo di 96 milioni di euro (71 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 2 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2010), mentre la componente forward è stata contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 2 milioni di euro (oneri per 18 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Nel corso del primo semestre del 2011 i costi e ricavi della gestione caratteristica sono stati rettificati per un importo netto positivo di 33 milioni di euro a fronte delle coperture effettuate. Si evidenzia inoltre che un importo negativo di 2 milioni di euro è stato contabilizzato a decremento del costo di costruzione di attività materiali.

Le altre attività ammontano al 30 giugno 2011 a 104 milioni di euro, con un decremento di 16 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010, e sono costituite principalmente da costi di competenza di futuri esercizi.

Le altre attività verso parti correlate sono indicate alla nota 42 "Rapporti con parti correlate".

Attività non correnti

7 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 7.482 milioni di euro (7.403 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2010	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2010	Valore netto al 31.12.2010	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2011	Saldo finale lordo al 30.06.2011	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2011
Immobili, impianti e macchinari	10.709	3.306	7.403	559	(282)	(14)	(29)	(4)	(149)	(2)	7.482	10.991	3.509
Totale	10.709	3.306	7.403	559	(282)	(14)	(29)	(4)	(149)	(2)	7.482	10.991	3.509

Gli investimenti del primo semestre 2011 ammontano a 559 milioni di euro (780 milioni di euro nel primo semestre 2010) e sono riferiti alle attività E&C Offshore (224 milioni di euro), Drilling Offshore (297 milioni di euro), Drilling Onshore (28 milioni di euro) e E&C Onshore (10 milioni di euro).

In particolare, gli investimenti più rilevanti effettuati nel periodo sono stati:

- per l'attività E&C Offshore il completamento delle attività di investimento relative a un field development ship per acque profonde, la prosecuzione dei lavori di costruzione e approntamento di un nuovo pipelayer, delle attività di conversione di una petroliera in un'unità FPSO e della costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'attività E&C Onshore il mantenimento dell'asset base;
- per l'attività Drilling Offshore la prosecuzione dei lavori di approntamento di due piattaforme semisommersibili, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per l'attività Drilling Onshore la conclusione delle attività di costruzione di un nuovo impianto, nonché la prosecuzione dell'upgrading dell'asset base.

Le svalutazioni si riferiscono principalmente a equipment sul mezzo Scarabeo 8.

Gli oneri finanziari capitalizzati nel corso del semestre, determinati adottando il tasso di interesse medio del 2,4%, ammontano a 8 milioni di euro (50 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono negative per 149 milioni di euro e si riferiscono principalmente a imprese con bilanci denominati in dollari USA.

Gli immobili, impianti e macchinari completamente ammortizzati ancora in uso riguardano principalmente attrezzature industriali acquistate per progetti specifici e interamente ammortizzate durante il periodo di esecuzione degli stessi.

Su immobili, impianti e macchinari non sono in essere al 30 giugno 2011 garanzie reali.

Il totale degli impegni su investimenti in corso di esecuzione alla data del 30 giugno 2011 ammonta a 422 milioni di euro (444 milioni di euro al 31 dicembre 2010), come indicato nel paragrafo "Gestione dei rischi d'impresa" della relazione intermedia sulla gestione.

Leasing finanziario

Non sono in essere contratti di leasing finanziario.

8 Attività immateriali

Le attività immateriali di 756 milioni di euro (760 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2010	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2010	Valore netto al 31.12.2010	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Ripristini di valore	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2011	Saldo finale lordo al 30.06.2011	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2011
Attività immateriali a vita utile definita	147	120	27	2	(6)	-	-	-	-	-	23	149	126
Altre attività immateriali a vita utile indefinita	733	-	733	-	-	-	-	-	-	-	733	733	-
Totale	880	120	760	2	(6)	-	-	-	-	-	756	882	126

Il goodwill di 733 milioni di euro si riferisce principalmente alla differenza fra il prezzo di acquisto, comprensivo degli oneri accessori, e il patrimonio netto di Saipem sa (689 milioni di euro), di Sofresid sa (21 milioni di euro) e del Gruppo Moss Maritime (15 milioni di euro), alle rispettive date di acquisizione del controllo.

Ai fini della determinazione del valore recuperabile, il goodwill è stato allocato nelle seguenti cash generating unit:

(milioni di euro)	30.06.2011
Offshore	415
Onshore	318
Totale	733

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU, che eccede quello di libro, riguardano l'utile operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. Non essendosi modificati in modo consistente gli elementi alla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale adottato ai fini del test di impairment del bilancio 2010 e gli altri parametri e ipotesi di valutazione, si ritiene che non sussista la necessità di procedere a un aggiornamento della stima del valore recuperabile delle CGU Offshore e Onshore.

9 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 116 milioni di euro (115 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Quota di utili da valutazione al patrimonio netto	Quota di perdite da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Variazione area di consolidamento	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Fondo svalutazione
31.12.2010											
Partecipazioni in imprese controllate	3	-	-	1	-	-	-	1	-	5	-
Partecipazioni in imprese collegate	115	4	(14)	15	(4)	(6)	-	-	-	110	-
Totale	118	4	(14)	16	(4)	(6)	-	1	-	115	-
30.06.2011											
Partecipazioni in imprese controllate	5	-	-	1	-	-	-	-	-	6	-
Partecipazioni in imprese collegate	110	-	-	8	(2)	(2)	(3)	(1)	-	110	-
Totale	115	-	-	9	(2)	(2)	(3)	(1)	-	116	-

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono dettagliate nell'Area di consolidamento al 30 giugno 2011.

I proventi netti da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 9 milioni di euro riguardano principalmente il risultato di periodo delle società LNG - Serviços e Gestão de Projectos Lda (4 milioni di euro) e Rosetti Marino SpA (2 milioni di euro).

I decrementi per dividendi di 2 milioni di euro riguardano la società Rosetti Marino SpA.

Il valore netto di iscrizione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si riferisce alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	Partecipazione del Gruppo (%)	Valore netto al 31.12.2010	Valore netto al 30.06.2011
Snamprogetti Management Services SA	99,99	4	5
Altre		1	1
Totale controllate		5	6
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	20,00	68	68
Rosetti Marino SpA	20,00	24	24
Altre		18	18
Totale collegate		110	110

Con riferimento alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 11 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

La società venezuelana Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC è stata oggetto nel mese di ottobre 2010 di un decreto di esproprio dei beni; è prevista dalla legge venezuelana una procedura per la successiva definizione di un equo indennizzo attraverso una negoziazione tra le parti.

10 Altre partecipazioni

Il valore di iscrizione netto delle altre partecipazioni, immutato rispetto al 31 dicembre 2010, si riferisce alla società Nagarjuna Fertilizer and Chemicals Ltd.

(milioni di euro)	Partecipazione del Gruppo (%)	Valore netto al 31.12.2010	Valore netto al 30.06.2011
Totale controllate		-	-
Totale collegate		-	-
Nagarjuna Fertilizer and Chemicals Ltd	0,93	2	2
Totale altre		2	2

11 Altre attività finanziarie

Al 30 giugno 2011 le altre attività finanziarie a lungo termine ammontano a 3 milioni di euro e si riferiscono a crediti finanziari non strumentali all'attività operativa vantati da Saipem sa e Sofresid sa.

12 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate di 92 milioni di euro (90 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili.

(milioni di euro)	31.12.2010	Accantonamenti (Utilizzi)	Differenze di cambio e altre variazioni	30.06.2011
Attività per imposte anticipate	90	18	(16)	92
Totale	90	18	(16)	92

La voce "Differenze di cambio e altre variazioni", negativa per 16 milioni di euro, comprende: (i) la compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (negativa per 4 milioni di euro); (ii) differenze di cambio da conversione (negative per 5 milioni di euro); (iii) la rilevazione (negativa per 10 milioni di euro) in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura (cash flow hedge); (iv) altre variazioni (positive per 3 milioni di euro).

13 Altre attività non correnti

Le altre attività di 37 milioni di euro (39 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Altri crediti	5	8
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	-	1
Altre attività non correnti	34	28
Totale	39	37

Passività correnti**14 Passività finanziarie a breve termine**

Le passività finanziarie a breve termine di 1.274 milioni di euro (1.002 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Banche	83	143
Altri finanziatori	919	1.131
Totale	1.002	1.274

Le quote a breve di passività finanziarie a lungo termine di 226 milioni di euro (327 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono commentate alla nota 19 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine".

L'analisi dei debiti finanziari per società erogante, per valuta e tasso di interesse medio, è la seguente:

(milioni di euro)

Società erogante	Valuta	31.12.2010			30.06.2011		
		Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
	da		a			da	a
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	Euro	43	-	-	43	-	-
Eni SpA	Euro	513	1,040	1,040	840	1,580	1,580
Eni Coordination Center SA	Euro	280	0,920	1,484	182	1,581	2,581
Eni Coordination Center SA	Dollaro USA	37	0,591	1,461	22	0,515	1,805
Eni Coordination Center SA	Altre	2	1,044	1,044	3	0,930	0,930
Terzi	Euro	50	1,790	1,790	62	2,330	2,330
Terzi	Dollaro USA	22	0,386	1,661	-	-	-
Terzi	Naira Nigeria	26	12,000	16,000	30	10,750	16,000
Terzi	Altre	29		variabile	92		variabile
Totale		1.002			1.274		

Al 30 giugno 2011 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.968 milioni di euro (1.834 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 30 giugno 2011 non vi sono inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

15 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e altri debiti di 5.182 milioni di euro (5.814 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Debiti commerciali	2.698	2.675
Acconti e anticipi	2.761	2.102
Altri debiti	355	405
Totale	5.814	5.182

I debiti commerciali di 2.675 milioni di euro diminuiscono di 23 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

Gli acconti e anticipi di 2.102 milioni di euro (2.761 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente rettifiche di ricavi fatturati su commesse pluriennali al fine di rispettare il principio della competenza economica e temporale, in applicazione del criterio di valutazione in base ai corrispettivi contrattuali maturati per 1.074 milioni di euro (1.611 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e altri anticipi ricevuti dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di contratti in corso di esecuzione per 1.028 milioni di euro (1.150 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

I debiti commerciali e acconti verso società controllate di Eni ammontano a 201 milioni di euro (213 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

I debiti commerciali verso parti correlate sono dettagliati alla nota 42 "Rapporti con parti correlate".

I debiti verso imprese a controllo congiunto, per la parte non consolidata, sono pari a 3 milioni di euro e si riferiscono alla società Petromar Lda.

Gli altri debiti di 405 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Debiti verso:		
- personale	142	176
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	63	57
- compagnie di assicurazione	5	9
- consulenti e professionisti	2	2
Altri debiti	143	161
Totale	355	405

Gli altri debiti verso parti correlate sono indicati alla nota 42 "Rapporti con parti correlate".

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

16 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di 196 milioni di euro (166 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Amministrazione finanziaria italiana	9	16
Amministrazioni finanziarie estere	157	180
Totale	166	196

17 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti di 89 milioni di euro (107 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Amministrazione finanziaria italiana	11	7
Amministrazioni finanziarie estere	96	82
Totale	107	89

18 Altre passività correnti

Le altre passività di 155 milioni di euro (149 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	50	36
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	82	110
Altre passività	17	9
Totale	149	155

Al 30 giugno 2011 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato una passività pari a 146 milioni di euro (132 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Di seguito si riepilogano i saldi relativi al fair value attivo e passivo dei contratti derivati in essere alla data di chiusura del periodo.

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Iscrizione fair value attivo su contratti derivati	155	258
Iscrizione fair value passivo su contratti derivati	(145)	(147)
Totale	10	111

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando i parametri di mercato (tassi di cambio e tassi di interesse) alla data di chiusura del periodo.

Il fair value delle operazioni a termine (outright, forward e currency swap) è stato determinato confrontando il valore attuale netto alle condizioni negoziali delle operazioni in essere al 30 giugno 2011 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura del periodo. Il modello utilizzato è quello del Valore Attuale Netto (VAN); i parametri sono il tasso di cambio spot negoziale e quello alla chiusura del periodo con le relative curve dei tassi di interesse a termine sulle valute negoziate.

Il fair value relativo all'IRS, pari a una passività di 1 milione di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è classificato nella nota 14 "Passività finanziarie a breve termine" e si riferisce al contratto di copertura su tassi di interesse stipulato dalla Capogruppo.

Il fair value degli interest rate swap è stato calcolato confrontando il valore attuale netto alle condizioni negoziali delle operazioni in essere al 30 giugno 2011 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura del periodo. Il modello utilizzato è il Valore Attuale Netto (VAN), con parametri i tassi di interesse EUR a termine.

L'analisi complessiva delle passività relative al calcolo del fair value su contratti derivati suddivisi per tipologia è la seguente:

	Passivo 31.12.2010			Passivo 30.06.2011		
	Fair value	Impegni di		Fair value	Impegni di	
(milioni di euro)		acquisto	vendita		acquisto	vendita
1) Contratti derivati qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse						
. interest rate swap	4	200		1	100	
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	36			95		
. vendite	37			3		
Totale	73			98		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(3)			2		
. vendite	1			1		
Totale	(2)	1.573	1.292	3	3.024	234
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	20	-		9	-	
Totale	20	45		9	56	
Totale contratti derivati qualificati di copertura	95	1.818	1.292	111	3.180	234
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse						
. interest rate swap	-			-		
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	34			30		
. vendite	10			4		
Totale	44			34		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(1)			-		
. vendite	-			-		
Totale	(1)	1.466	462	-	948	274
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	6			2		
. vendite	1			-		
Totale	7	13	-	2	9	2
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	50	1.479	462	36	957	276
Totale	145	3.297	1.754	147	4.137	510

Per l'analisi complessiva del fair value sui derivati di copertura si rimanda alla nota 6 "Altre attività correnti" e alla nota 13 "Altre attività non correnti".

Le altre passività ammontano a 9 milioni di euro (17 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le altre passività verso parti correlate sono indicate alla nota 42 "Rapporti con parti correlate".

Passività non correnti

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

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve di passività a lungo termine, di 3.039 milioni di euro (3.214 milioni di euro al 31 dicembre 2010), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010			30.06.2011		
	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale
Banche	201	200	401	101	200	301
Altri finanziatori	126	2.687	2.813	125	2.613	2.738
Totale	327	2.887	3.214	226	2.813	3.039

Le passività finanziarie non correnti sono di seguito evidenziate con le relative scadenze:

(milioni di euro)

Tipo	Scadenza	2012	2013	2014	2015	Oltre	Totale
Banche	2015	-	-	-	200	-	200
Altri finanziatori	2012-2024	499	398	258	898	560	2.613
Totale		499	398	258	1.098	560	2.813

Le passività finanziarie a lungo termine di 2.813 milioni di euro diminuiscono di 74 milioni di euro rispetto al valore al 31 dicembre 2010 (2.887 milioni di euro), mentre le quote a breve diminuiscono di 101 milioni di euro per effetto di rimborsi verso UniCredit e Interbanca.

L'analisi delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, per erogante e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse medio, è la seguente:

(milioni di euro)

Società erogante	Valuta	Scadenze	31.12.2010			30.06.2011		
			Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
				da	a		da	a
Eni SpA	Euro	2012-2017	653	1,790	4,950	652	2,330	4,950
Eni Coordination Center SA	Euro	2012-2024	1.078	1,224	5,970	1.015	1,651	5,970
Eni Coordination Center SA	Dollaro USA	2012-2016	1.076	0,761	5,100	1.071	0,685	5,100
Eni Coordination Center SA	Altre divise	2012-2015	6	0,811	0,811	-	-	-
Terzi	Euro	2011-2015	401	0,915	3,315	301	1,455	3,315
Totale			3.214			3.039		

Non ci sono passività finanziarie garantite da ipoteche e privilegi sui beni immobili di imprese consolidate e da pegni su titoli.

Il valore di mercato delle passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve termine, ammonta a 2.796 milioni di euro (2.934 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra i seguenti intervalli:

(%)	2010	2011
Euro	1,00-3,53	1,55-3,62
Dollaro USA	0,26-2,51	0,19-2,01

La differenza del valore di mercato delle passività finanziarie a lungo termine rispetto al valore nominale risulta principalmente correlata a un debito in essere di 400 milioni di euro con scadenza nel 2017.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" nella "Relazione intermedia sulla gestione" è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2010			30.06.2011		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide equivalenti	930	-	930	882	-	882
B. Titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza	-	-	-	-	-	-
C. Liquidità (A+B)	930	-	930	882	-	882
D. Crediti finanziari	20	-	20	29	-	29
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	83	-	83	143	-	143
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	201	200	401	101	200	301
G. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	875	-	875	1.089	-	1.089
H. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	126	2.687	2.813	125	2.613	2.738
I. Altre passività finanziarie a breve termine	44	-	44	42	-	42
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	-	-	-	-	-	-
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	1.329	2.887	4.216	1.500	2.813	4.313
N. Posizione finanziaria netta come da comunicazione Consob n. DEM/6064293/2006 (M-C-D)	379	2.887	3.266	589	2.813	3.402
O. Crediti finanziari non correnti	-	3	3	-	3	3
P. Indebitamento finanziario netto (N-O)	379	2.884	3.263	589	2.810	3.399

L'indebitamento finanziario netto include la passività finanziaria relativa al contratto di IRS, mentre non include il fair value su contratti derivati indicato nella nota 6 "Altre attività correnti", nella nota 13 "Altre attività non correnti" e nella nota 18 "Altre passività correnti".

I crediti finanziari correnti di 29 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2010), non strumentali all'attività operativa, riguardano principalmente il credito finanziario di circolante vantato dalla società Saipem America Inc verso Eni Finance USA Inc.

20 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 179 milioni di euro (164 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2010					
Fondo per imposte	66	22	(16)	(17)	55
Fondo rischi per contenziosi	29	5	(9)	-	25
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	2	12	(1)	(1)	12
Altri fondi	103	35	(64)	(2)	72
Totale	200	74	(90)	(20)	164
30.06.2011					
Fondo per imposte	55	5	(1)	(1)	58
Fondo rischi per contenziosi	25	-	(10)	-	15
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	12	-	(1)	-	11
Altri fondi	72	34	(9)	(2)	95
Totale	164	39	(21)	(3)	179

Il **fondo per imposte** di 58 milioni di euro si riferisce interamente a situazioni di contenzioso con le autorità fiscali di Paesi esteri in corso, ovvero potenziali, anche in considerazione dei risultati di recenti accertamenti.

Il **fondo rischi per contenziosi** ammonta a 15 milioni di euro e si riferisce agli accantonamenti effettuati dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di oneri derivanti da contenziosi in via di definizione.

Il **fondo copertura perdite di imprese partecipate** di 11 milioni di euro accoglie le perdite delle imprese partecipate che eccedono il valore di carico della partecipazione. Il fondo si riferisce principalmente agli accantonamenti effettuati in sede di valutazione di una partecipazione detenuta da Saipem sa. Gli **altri fondi** ammontano a 95 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla stima di perdite previste su commesse pluriennali del settore Engineering & Construction Offshore e Onshore.

Con riferimento ai fondi per rischi e oneri esistenti non si ritiene probabile l'insorgenza di ulteriori passività di ammontare significativo in aggiunta a quanto già stanziato.

21 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti ammontano alla data del 30 giugno 2011 a 201 milioni di euro (193 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

22 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 130 milioni di euro (55 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili che ammontano a 115 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2010	Accantonamenti (Utilizzati)	Differenze di cambio e altre variazioni	30.06.2011
Passività per imposte differite	55	31	44	130
Totale	55	31	44	130

La voce "Differenze di cambio e altre variazioni", positiva per 44 milioni di euro, comprende: (i) la compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (negativa per 4 milioni di euro); (ii) differenze di cambio (negative per 3 milioni di euro); (iii) la rilevazione (positiva per 45 milioni di euro), in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura (cash flow hedge); (iv) altre variazioni (positive per 6 milioni di euro).

Le passività nette per imposte differite si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Imposte sul reddito differite	(166)	(245)
Imposte sul reddito anticipate compensabili	111	115
	(55)	(130)
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	90	92
Attività nette per imposte anticipate	35	38

Perdite fiscali

Le perdite fiscali ammontano a 370 milioni di euro con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde a un'aliquota media del 27,9%. Le perdite fiscali sono riferibili esclusivamente alle imprese estere e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese estere
2013	67
2014	6
2015	5
Oltre 2015	68
Illimitatamente	224
Totale	370

23 Altre passività non correnti

Le altre passività di 2 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	9	-
Debiti commerciali e altri debiti	1	2
Totale	10	2

Patrimonio netto**24 Capitale e riserve di terzi azionisti**

Il capitale e riserve di terzi azionisti ammonta al 30 giugno 2011 a 90 milioni di euro (94 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ed è riferito principalmente alla società Ersai Caspian Contractor Llc (86 milioni di euro).

25 Patrimonio netto di Saipem

Il patrimonio netto di Saipem ammonta al 30 giugno 2011 a 4.347 milioni di euro e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	30.06.2011
Capitale sociale	441	441
Riserva sopraprezzo delle azioni	55	55
Riserva legale	88	88
Riserva per cash flow hedge	3	185
Riserva per differenze di cambio	(52)	(120)
Altre	7	7
Utili relativi a esercizi precedenti	2.758	3.330
Utile dell'esercizio	844	438
Azioni proprie	(84)	(77)
Totale	4.060	4.347

Il patrimonio netto di Saipem al 30 giugno 2011 comprende riserve distribuibili per 3.640 milioni di euro.

Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere d'imposta è stanziato limitatamente alle riserve potenzialmente distribuibili (il saldo al 30 giugno 2011 è di 79 milioni di euro).

26 Capitale sociale

Al 30 giugno 2011 il capitale sociale di Saipem SpA, interamente versato, ammonta a 441 milioni di euro, corrispondente a 441.410.900 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna, di cui 441.274.264 azioni ordinarie e 136.636 azioni di risparmio.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Saipem SpA ha deliberato in data 4 maggio 2011 la distribuzione del dividendo di 0,63 euro per azione ordinaria e 0,66 euro per azione di risparmio, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola.

27 Riserva sopraprezzo delle azioni

Ammonta al 30 giugno 2011 a 55 milioni di euro, invariata rispetto al 31 dicembre 2010.

28 Altre riserve

Ammontano al 30 giugno 2011 a 160 milioni di euro (46 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e si compongono come segue.

Riserva legale

Ammonta al 30 giugno 2011 a 88 milioni di euro e rappresenta la parte di utili della Capogruppo Saipem SpA che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva legale rimane invariata avendo raggiunto il quinto del capitale sociale.

Riserva per cash flow hedge

La riserva ammonta a 185 milioni di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e riguarda la valutazione al fair value dei contratti di copertura dei tassi di interesse, dei contratti di copertura del rischio commodity e della componente "spot" dei contratti di copertura del rischio di cambio in essere al 30 giugno 2011.

La riserva per cash flow hedge è esposta al netto dell'effetto fiscale di 54 milioni di euro (positivo per 1 milione di euro al 31 dicembre 2010).

Riserva per differenze di cambio

La riserva, negativa di 120 milioni di euro (negativa per 52 milioni di euro al 31 dicembre 2010), riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro (principalmente il dollaro USA).

Altre

Ammonta a 7 milioni di euro e non presenta variazioni rispetto al 31 dicembre 2010. Si riferisce all'attribuzione di una quota parte dell'utile dell'esercizio 2009 della Capogruppo, secondo quanto disposto dall'art. 2426, 8-bis del codice civile. La voce inoltre comprende la riserva di rivalutazione della Capogruppo, istituita in precedenti esercizi, per 2 milioni di euro.

29 Azioni proprie

Le azioni proprie in portafoglio ammontano a 77 milioni di euro (84 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e sono rappresentate da n. 3.310.797 azioni ordinarie Saipem dal valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Saipem SpA (n. 3.710.372 azioni al 31 dicembre 2010).

Le azioni proprie sono al servizio dei piani di stock option 2002-2008; la movimentazione delle azioni nel periodo si analizza come segue:

	Numero azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (milioni di euro)	Capitale sociale (%)
Acquisti				
Anno 2003 (dal 2 maggio)	2.125.000	6,058	13	0,48
Anno 2004	1.395.000	7,044	10	0,32
Anno 2005	3.284.589	10,700	35	0,74
Anno 2006	1.919.355	18,950	36	0,43
Anno 2007	848.700	25,950	22	0,19
Anno 2008	2.245.300	25,836	58	0,51
Totale	11.817.944	14,745	174	2,67
A dedurre azioni proprie assegnate:				
- a titolo gratuito in applicazione piani di stock grant	1.616.400			
- per sottoscrizione in applicazione piani di stock option	6.890.747			
Azioni proprie in portafoglio al 30 giugno 2011	3.310.797			

Al 30 giugno 2011 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 1.832.500 azioni a fronte dei piani di stock option.

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota 34 "Costo del lavoro".

30 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie ammontano a 7.268 milioni di euro (7.387 milioni di euro al 31 dicembre 2010), così suddivise:

(milioni di euro)	31.12.2010			30.06.2011		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese collegate	22	65	87	106	66	172
Imprese consolidate	487	3.198	3.685	489	3.110	3.599
Proprie	21	3.594	3.615	21	3.476	3.497
Totale	530	6.857	7.387	616	6.652	7.268

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e consolidate ammontano a 3.176 milioni di euro (3.263 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e riguardano principalmente contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 3.171 milioni di euro.

Impegni

Sono stati assunti dalla Capogruppo impegni verso i committenti ad adempiere le obbligazioni, assunte contrattualmente da imprese controllate e collegate aggiudicatrici di appalti, in caso di inadempimento di quest'ultime, nonché a rifondere eventuali danni derivanti da tali inadempienze.

Tali impegni, che comportano l'assunzione di un obbligo di fare, garantiscono contratti il cui valore globale ammonta a 26.256 milioni di euro (25.900 milioni di euro al 31 dicembre 2010), comprensivo sia della parte di lavori già eseguiti sia della quota parte del portafoglio ordini residuo al 30 giugno 2011.

Gestione dei rischi

Le politiche di gestione e monitoraggio dei principali fattori dei rischi di impresa sono indicati nel paragrafo "Gestione dei rischi d'impresa" della relazione intermedia sulla gestione.

VALORE DI MERCATO DEGLI STRUMENTI FINANZIARI

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 30 giugno 2011 si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	30.06.2011			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività (passività) finanziarie detenute per le negoziazioni:				
- strumenti derivati non di copertura	-	1	-	1
Attività finanziarie valutate al fair value in applicazione della fair value option:				
- partecipazioni	2	-	-	2
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura	-	110	-	110
Totale	2	111	-	113

Nel semestre chiuso al 30 giugno 2011 non vi sono stati trasferimenti tra il livello 1 e il livello 2 di valutazione al fair value.

Contenziosi

Il Gruppo è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Saipem ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi in corso. Salvo diversa indicazione, non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Saipem ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti.

CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due

Nell'ambito del progetto di costruzione della tratta ferroviaria ad alta velocità Milano-Verona, il Consorzio CEPV Due (partecipato da Saipem per una quota del 52%), in data 28 dicembre 2000, ha notificato domanda di arbitrato nei confronti di TAV (ora RFI SpA), per ottenere il riconoscimento dei danni subiti per ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza. Il 4 gennaio 2007 è stato emesso un lodo parziale con il quale il Collegio Arbitrale ha riconosciuto il diritto del Consorzio a recuperare i maggiori costi sostenuti per le attività di progettazione. TAV ha impugnato il citato lodo parziale avanti la Corte d'Appello di Roma, eccependo, tra l'altro, l'intervenuta revoca della convenzione. Infatti, il D.L. 31 gennaio 2007, n. 7 – convertito successivamente in legge – aveva revocato la concessione, rilasciata a suo tempo dall'Ente Ferrovie dello Stato a TAV SpA, relativa alla realizzazione della tratta ferroviaria Alta Velocità Milano-Verona. Gli effetti di tale revoca si erano estesi alla convenzione che CEPV Due ha stipulato con TAV SpA in data 15 ottobre 1991 comportandone la risoluzione. Il giudizio d'appello è tuttora in corso; l'udienza di precisazione delle conclusioni, già fissata per il 28 gennaio 2011, è stata rinviata in pendenza di trattative per la conciliazione della causa.

Il giudizio arbitrale è proseguito per la quantificazione dei citati prezzi e danni; in data 23 febbraio 2010 è stato depositato il lodo che ha condannato TAV a corrispondere al consorzio CEPV Due la somma di 44.176.787 euro oltre gli interessi legali e la rivalutazione monetaria dalla data della domanda di arbitrato al saldo; ha inoltre condannato TAV al pagamento di ulteriori 1.115.000 euro oltre interessi e rivalutazione dal 30 ottobre 2000 al saldo.

A seguito dell'entrata in vigore del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, il Consorzio, nel febbraio 2007, ha notificato a TAV una seconda domanda di arbitrato che mira a ottenere il risarcimento dei danni per inadempimenti contrattuali compiuti da TAV in data antecedente l'emanazione del decreto legge e gli eventuali danni derivanti dall'avvenuta revoca della convenzione. TAV ha respinto tutti gli addebiti.

Successivamente all'instaurazione della suddetta procedura arbitrale è intervenuto il decreto legge 25 giugno 2008, n. 112 (convertito con legge 6 agosto 2008, n. 133), il cui art. 12 ha disposto l'"Abrogazione della revoca delle concessioni TAV" e la prosecuzione senza soluzione di continuità della Convenzione, stipulata da CEPV Due con TAV SpA il 15 ottobre 1991, con RFI (Rete Ferroviaria Italiana) SpA. Il giudizio arbitrale è comunque proseguito per la determinazione dei danni subiti dal Consorzio anche in data antecedente la revoca della Convenzione. Il Collegio ha fissato l'udienza del 22 settembre 2009 per le decisioni in merito alla CTU, poi rinviata per il medesimo incumbente al 23 novembre 2009. A quest'ultima udienza il Tribunale Arbitrale, su comune richiesta delle parti, ha sospeso ogni decisione in merito alla nomina di un Consulente Tecnico e, di fatto, ha sospeso la procedura arbitrale, essendo pendenti trattative tra le parti per il raggiungimento di un accordo transattivo riguardante sia l'arbitrato già terminato, sia quello tuttora pendente. Nel corso del primo semestre 2011 è stato sottoscritto l'Atto Integrativo alla Convenzione del 1991 e, in tale occasione, le parti hanno definito anche un atto transattivo a chiusura di tutti i contenziosi conclusi o tuttora pendenti tra le parti, con efficacia sospensivamente condizionata all'avvenuta efficacia dell'Atto Integrativo. L'atto transattivo produrrà i propri effetti nella seconda parte dell'anno.

CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno - TAV SpA

Il Consorzio CEPV Uno (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, composto da: Saipem SpA, per la quota del 50,36%; Consorzio Cooperative Costruzioni - CCC, per la quota del 21,34%; Grandi Lavori - Fincosit e Impresa Pizzarotti & C, ognuna per la quota del 14,15%), ha stipulato con TAV SpA una convenzione in data 15 ottobre 1991 e, successivamente, un atto integrativo in data 3 agosto 2000 e un addendum in data 27 giugno 2003, per la realizzazione della tratta ferroviaria ad alta velocità/alta capacità Milano-Bologna. Tali atti sono stati sottoscritti anche da Eni SpA per garantire, quale "fidejubente", il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella convenzione, nell'atto integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione. Il Consorzio ha chiesto sia un prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori che un'integrazione del corrispettivo economico (aggiornato al 31 dicembre 2007 in 1.770 milioni di euro).

CEPAV Uno e TAV hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza; il tentativo si è però concluso, in data 14 marzo 2006, con esito negativo. Per tale ragione, in data 27 aprile 2006, è stata notificata dal Consorzio a TAV domanda di arbitrato. La fase istruttoria dell'arbitrato è attualmente in corso e, dopo il deposito della Consulenza Tecnica d'Ufficio, avvenuto in data 30 luglio 2010 e le cui risultanze sono parzialmente favorevoli per la Società, alle successive udienze sono state depositate memorie sulle questioni pregiudiziali e le relative repliche. All'udienza del 20 maggio 2011 il Consulente Tecnico d'Ufficio ha depositato i chiarimenti alle note critiche alla sua relazione; entro il 30 luglio 2011 le parti depositeranno le proprie memorie conclusive sulla prima Consulenza Tecnica d'Ufficio.

Il termine per il deposito del lodo, già fissato al 29 giugno 2010, è stato prorogato ed è attualmente fissato al 27 dicembre 2011.

In data 23 marzo 2009 il Collegio Arbitrale, rispondendo a uno specifico quesito sottopostogli incidentalmente dalle parti, ha emesso un lodo parziale che ha in sostanza sancito la possibilità per TAV di effettuare verifiche contabili estese anche ai subappalti affidati dal Consorzio, dagli assegnatari o dagli appaltatori. Il Consorzio, assumendo che detto lodo parziale fosse viziato, in data 8 aprile 2010 ha notificato alla controparte l'impugnazione dello stesso avanti la Corte d'Appello di Roma, ai fini di ottenerne l'annullamento. All'udienza tenutasi il 22 settembre 2010, la causa è stata rinviata al 9 ottobre 2013 per la precisazione delle conclusioni.

Consorzio TSKJ - Indagini delle Autorità Statunitensi, Italiane e di altri Paesi

Snamprogetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% nelle società che costituiscono il Consorzio TSKJ. I rimanenti azionisti, con quote paritetiche del 25%, sono KBR, Technip e JGC. Il Consorzio TSKJ, a partire dal 1994, ha realizzato impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria.

Snamprogetti SpA, la società controllante di Snamprogetti Netherlands BV, è stata una diretta controllata di Eni sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di Snamprogetti a Saipem; Snamprogetti è stata incorporata in Saipem SpA dal 1° ottobre 2008. Con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato tra l'altro di indennizzare i costi e gli oneri che Saipem dovesse eventualmente sostenere, con riferimento alla vicenda TSKJ, anche in relazione alle sue controllate.

La U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), il U.S. Department of Justice (DoJ) e altre autorità, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, avevano svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del Consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Nel 2010 sono stati conclusi accordi con le autorità statunitensi e nigeriane.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato, sin dal 2004, indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano. A partire dal 10 marzo 2009 la Società ha ricevuto richieste di esibizione documenti da parte della Procura della Repubblica di Milano. I fatti che sono oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del decreto legislativo 8 giugno 2000, n. 231, sulla responsabilità amministrativa delle società. In caso di condanna ai sensi del citato decreto legislativo, oltre alle sanzioni amministrative, è applicabile la confisca del profitto del reato.

In data 31 luglio 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano ha notificato a Saipem SpA (in quanto incorporante di Snamprogetti SpA) un decreto con il quale era stata fissata per il 22 settembre 2009 un'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, nel quale Saipem SpA ed Eni SpA risultavano sottoposte a indagine per responsabilità amministrativa, in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a due ex dirigenti di Snamprogetti SpA.

Nei confronti di Saipem SpA ed Eni SpA la Procura della Repubblica di Milano aveva richiesto al GIP l'interdizione dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corp o sue controllate.

Nel merito, la misura cautelare richiesta della Procura aveva a oggetto la condotta del Consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame la Procura aveva rilevato l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza. In linea di fatto va al riguardo rilevato che già al tempo degli eventi in esame la Società adottava un codice di comportamento e procedure aziendali specifiche, prendendo a riferimento le best practices dell'epoca. Tali codici e procedure, successivamente, hanno subito un'evoluzione finalizzata al continuo miglioramento del sistema di compliance interno anche per quanto riguarda le norme anticorruzione: tra l'altro, con l'approvazione del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231 in data 14 luglio 2008, si è ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Saipem può giustificare, nemmeno in parte, l'adozione di comportamenti in contrasto con i principi e i contenuti del Codice. Come sopra indicato, anche a fronte delle indagini relative alla vicenda TSKJ, Saipem ha realizzato sostanziali miglioramenti ai programmi in materia di compliance già esistenti, in particolare emettendo, in data 10 febbraio 2010, la procedura contenente le nuove linee guida e principi anticorruzione in base ai quali il business di Saipem deve essere condotto. Le linee guida hanno integrato il sistema anticorrittivo della Società, da considerarsi allineato alle best practices internazionali, ottimizzando il sistema di compliance e assicurando il massimo rispetto, da parte di Saipem e del suo personale, del Codice Etico, del Modello 231 e delle leggi Anti-Corruzione nazionali e internazionali.

Con decisione del 17 novembre 2009, il GIP aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Saipem ed Eni. La Procura aveva presentato ricorso in appello avverso l'ordinanza del Giudice per le Indagini Preliminari. Con decisione del 9 febbraio 2010 la Corte di Appello, in funzione di giudice del riesame, ritenendo infondato nel merito l'appello della Procura, aveva confermato l'impugnata ordinanza del GIP. Contro tale provvedimento la Procura aveva presentato ricorso che, in data 30 settembre 2010, era stato accolto dalla Corte di Cassazione. La Suprema Corte aveva infatti deciso che la richiesta di misura cautelare è (in diritto) ammissibile, ai sensi della legge n. 231 del 2001, anche nelle ipotesi di reato di corruzione internazionale. La decisione sulla misura richiesta dalla Procura era tornata al Tribunale del Riesame che aveva fissato, per la relativa discussione, l'udienza del 22 febbraio 2011. In data 18 febbraio 2011 la Procura della Repubblica di Milano, a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione pari a 24.530.580 euro, anche nell'interesse di Saipem SpA, ha emesso un atto di rinuncia all'impugnazione – sia nei confronti di Eni SpA, sia nei confronti di Saipem SpA – dell'ordinanza con la quale il GIP aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva. Il Tribunale del Riesame all'esito dell'udienza del 22 febbraio 2011, preso atto della rinuncia, ha dichiarato inammissibile l'appello della Procura della Repubblica di Milano. Pertanto si è così chiuso il procedimento relativo alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Saipem SpA ed Eni SpA. Con riguardo ai medesimi fatti, facendo seguito al relativo avviso di conclusione delle indagini ricevuto il 3 novembre 2010, in data 3 dicembre 2010 è stato notificato al difensore di Saipem avviso di fissazione dell'udienza preliminare con allegata richiesta di rinvio a giudizio. Nell'atto si rilevano contestazioni mosse nei confronti di cinque ex dipendenti di Snamprogetti SpA (oggi Saipem) e della stessa Saipem SpA come persona giuridica, nella sua qualità di incorporante Snamprogetti. I fatti contestati sono i presunti eventi corruttivi in Nigeria, asseritamente commessi sino a epoca successiva al 31 luglio 2004; viene inoltre contestata l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicato come non inferiore a 65 milioni di dollari), asseritamente conseguito da Snamprogetti SpA.

In data 26 gennaio 2011, al termine delle relative udienze, il Giudice dell'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio per Saipem SpA e i cinque ex dipendenti di Snamprogetti SpA, indicando per la comparizione degli stessi l'udienza del 5 aprile 2011. La prima udienza dibattimentale avanti il Tribunale di Milano, fissata per il 5 aprile 2011, è stata rinviata per la trattazione delle questioni preliminari al 10 maggio 2011. All'esito di tale udienza, il Tribunale ha rinviato il processo al 6 ottobre 2011 per gli incumbenti relativi alla richiesta di prove e alla discussione delle relative questioni.

L'importo della cauzione di 24.530.580 euro, sopra menzionata, sarà restituito a Snamprogetti Netherlands BV in caso di assoluzione e sarà viceversa confiscato dalle autorità in caso di condanna. Con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato tra l'altro di indennizzare i costi che Saipem dovesse eventualmente sostenere con riferimento alla vicenda TSKJ.

Algeria

In data 4 febbraio 2011 è pervenuta dalla Procura della Repubblica di Milano, tramite Eni, una Richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale. Nel provvedimento è richiesta la trasmissione, con riferimento a ipotesi di reato di corruzione internazionale, di documentazione relativa ad attività di società del Gruppo Saipem in Algeria. Il reato di "corruzione internazionale" menzionato nella Richiesta di consegna è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Al fine di adempiere tempestivamente alla richiesta della Procura

è stata quindi avviata la raccolta della documentazione e il 16 febbraio 2011 si è proceduto al deposito di quanto raccolto fino a quel momento riservandosi il deposito di ogni ulteriore documentazione in corso di raccolta. Saipem continua a fornire la piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria.

Kuwait

In data 21 giugno 2011 è stato notificato a Saipem SpA, su richiesta della Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano, un decreto di perquisizione dell'ufficio personale di un dipendente della stessa Società, in relazione a ipotesi di reati che sarebbero stati messi in atto dal dipendente con soggetti terzi; tali reati sarebbero collegati all'aggiudicazione di gare, da parte di Saipem SpA, a società terze per un progetto in Kuwait.

Con riferimento alla medesima vicenda, la Procura ha altresì notificato a Saipem SpA un'informazione di garanzia ai sensi del decreto legislativo 231/2001; la Società ritiene che la propria posizione processuale sarà a breve chiarita positivamente data l'evidente condizione di parte lesa che la stessa rivestirebbe in relazione alle condotte illecite oggetto dell'indagine.

EniPower - Indagini dalla magistratura

Nell'ambito delle indagini avviate dalla magistratura milanese (procedimento penale 2460/03 R.G.N.R. pendente presso la Procura della Repubblica di Milano) su appalti e forniture commissionati da EniPower a diverse società, era stata notificata a Snamprogetti SpA (quale appaltatore di servizi di ingegneria e approvvigionamento), oltre ad altri soggetti, informazione di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche (ex art. 25, D.Lgs. 231/2001). Nell'agosto del 2007 si sono concluse le indagini preliminari, con conseguente deposito degli atti, in maniera positiva per Snamprogetti e la società non è stata inserita tra i soggetti tuttora indagati per i quali è stato chiesto il rinvio a giudizio.

Snamprogetti si è quindi costituita parte civile nei confronti delle persone fisiche e giuridiche in qualche modo riconducibili a operazioni che abbiano riguardato la società e, con alcuni soggetti che hanno chiesto di essere ammessi al patteggiamento, sono stati raggiunti accordi transattivi per il risarcimento del danno. Il procedimento, dopo la conclusione dell'udienza preliminare, prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società, nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231 del 2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. L'udienza preliminare relativa al procedimento principale avanti il GUP si è conclusa il 27 aprile 2009. Il giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento, a esclusione di Romeo Franco Musazzi e ABB Instrumentation SpA per intervenuta prescrizione.

Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010 è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. Conclusasi l'escussione dei testi, il procedimento prosegue per la discussione delle parti. La prossima udienza è fissata per il 20 settembre 2011.

Ricavi

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono i ricavi. Le variazioni più significative sono dettagliate nel "Commento ai risultati economico-finanziari" nella "Relazione intermedia sulla gestione".

31 Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	4.958	5.429
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	427	592
Totale	5.385	6.021

e hanno la seguente articolazione per area geografica:

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Italia	430	216
Resto Europa	441	798
CSI	623	692
Middle East	772	949
Far East	208	212
Africa Settentrionale	1.223	1.431
Africa Occidentale	1.342	1.283
Americhe	346	440
Totale	5.385	6.021

L'informativa richiesta dallo IAS 11 viene riportata per settore di attività alla nota 41.

I ricavi realizzati nei confronti di società controllate di Eni ammontano a 980 milioni di euro (964 milioni di euro nel primo semestre 2010).

32 Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Plusvalenze da vendite di immobilizzazioni	1	-
Indennizzi	2	4
Altri proventi	2	5
Totale	5	9

Costi operativi

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono i costi operativi. Le variazioni più significative sono commentate nel "Commento ai risultati economico-finanziari" nella "Relazione intermedia sulla gestione".

33 Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

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

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	1.141	1.109
Costi per servizi	2.366	2.752
Costi per godimento di beni di terzi	282	340
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(35)	15
Altri oneri	38	21
a dedurre:		
- incrementi di attività materiali per lavori interni	(23)	(12)
- variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(30)	(41)
Totale	3.739	4.184

I costi per servizi comprendono compensi d'intermediazione per 4 milioni di euro (13 milioni di euro nel primo semestre 2010).

I fondi per rischi e oneri sono commentati alla nota 20 "Fondi per rischi e oneri".

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso società controllate di Eni ammontano a 47 milioni di euro (42 milioni di euro nel primo semestre 2010).

34 Costo del lavoro

Il costo del lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Costo lavoro	795	840
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(9)	(7)
Totale	786	833

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Saipem

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e fidelizzazione dei dirigenti, Saipem ha definito fino al 2008 dei piani di assegnazione di diritti di opzione.

Nel 2011 non sono stati emessi nuovi piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Saipem.

STOCK OPTION

L'evoluzione dei piani di stock option è la seguente:

(migliaia di euro)	2010			2011		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato ^(a)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato ^(a)
Diritti esistenti al 1° gennaio	4.769.014	21,045	114.933	2.338.550	23,564	88.062
Nuovi diritti assegnati	-	-	-	-	-	-
(Diritti esercitati nel periodo)	(1.940.675)	17,668	53.555	(399.575)	18,243	14.595
(Diritti decaduti nel periodo)	(489.789)	-	11.951	(106.475)	-	3.912
Diritti esistenti a fine periodo	2.338.550	23,564	88.062	1.832.500	24,720	65.237
Di cui: esercitabili a fine periodo	899.575	19,742	33.140	497.100	21,422	17.697

(a) Il prezzo di mercato delle azioni sottostanti le opzioni assegnate, esercitate, o scadute, nel periodo corrisponde alla media dei valori di mercato delle azioni; il prezzo di mercato delle azioni sottostanti le opzioni esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 1° gennaio e al 30 giugno.

Al 30 giugno 2011 sono in essere n. 1.832.500 opzioni per l'acquisto di altrettante azioni di Saipem SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono ai seguenti piani:

	Numero di azioni	Prezzo di esercizio (euro)	Vita media residua (anni)	Valore di mercato unitario (euro) assegnati residenti in Italia	Valore di mercato unitario (euro) assegnati residenti in Francia
Piano 2005	90.500	11,881	2	3,1029	2,9795
Piano 2006	134.400	17,519	2	5,7208	6,1427
Piano 2007	428.500	26,521	2	8,8966	9,5320
Piano 2008	1.179.100	25,872	3	8,2186	8,7734
Totale	1.832.500				

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Dirigenti	421	423
Quadri	4.144	4.532
Impiegati	16.539	17.638
Operai	16.546	17.048
Marittimi	284	300
Totale	37.934	39.941

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

35 Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Ammortamenti:		
- attività materiali	232	282
- attività immateriali	5	6
	237	288
Svalutazioni:		
- attività materiali	-	14
- attività immateriali	-	-
Totale	237	302

36 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	634	283
Oneri finanziari	(723)	(366)
	(89)	(83)
Strumenti derivati	26	16
	(63)	(67)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Differenze attive (passive) nette di cambio	(67)	(41)
Differenze attive di cambio	629	272
Differenze passive di cambio	(696)	(313)
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(23)	(43)
Interessi attivi e altri proventi verso società finanziarie di Gruppo	-	1
Interessi attivi verso banche e altri finanziatori	4	9
Interessi passivi e altri oneri verso società finanziarie di Gruppo	(20)	(39)
Interessi passivi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(7)	(14)
Altri proventi (oneri) finanziari	1	1
Altri proventi finanziari verso terzi	1	1
Totale proventi (oneri) finanziari	(89)	(83)

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Contratti su valute	31	18
Contratti su tassi di interesse	(5)	(2)
	26	16

I proventi netti su contratti derivati di 16 milioni di euro (26 milioni di euro nel primo semestre 2010) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS e alla valutazione della componente forward dei contratti derivati qualificati di copertura.

37 Proventi (oneri) su partecipazioni**Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto**

L'effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Quota di utile da valutazione al patrimonio netto	12	9
Quota di perdite da valutazione al patrimonio netto	(2)	(2)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(6)	1
Totale	4	8

La quota di utile (perdita) da valutazione al patrimonio netto è commentata alla nota 9 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Non si sono registrati altri proventi/oneri su partecipazioni.

38 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Imposte correnti:		
- imprese italiane	74	47
- imprese estere	70	123
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	-	30
- imprese estere	14	(17)
Totale	158	183

L'incidenza delle imposte sul risultato di periodo ante imposte è del 28% (28% nel 2010).

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Imposte sul reddito nel conto economico consolidato	158	183
Imposte sul reddito riconosciute nel prospetto dell'utile complessivo	98	(55)
Effetto fiscale sull'utile complessivo di periodo	256	128

39 (Utile) Perdita di terzi azionisti

L'utile di pertinenza di terzi azionisti ammonta a 31 milioni di euro.

40 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile del periodo di competenza del Gruppo per il numero medio ponderato delle azioni di Saipem SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 438.095.377 e di 436.894.212, rispettivamente nel 2011 e nel 2010.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile del periodo di competenza di Saipem per il numero medio ponderato delle azioni di Saipem SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 30 giugno 2011 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano esclusivamente le azioni assegnate a fronte dei piani di stock option. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 440.064.513 e di 440.757.927, rispettivamente per il 2011 e il 2010. La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

	30.06.2010	30.06.2011
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	436.894.212	438.095.377
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	3.719.014	1.832.500
Numero di azioni di risparmio convertibili in azioni ordinarie	144.701	136.636
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	440.757.927	440.064.513
Utile netto di competenza Saipem	(milioni di euro) 380	438
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione) 0,87	1,00
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione) 0,86	0,99

41 Informazioni per settore di attività, per area geografica e contratti di costruzione

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	E&C Offshore	E&C Onshore	Drilling Offshore	Drilling Onshore	Non allocato	Totale
Primo semestre 2010						
Ricavi netti della gestione caratteristica	2.159	2.555	346	325	-	5.385
Utile operativo	298	176	118	35	-	627
Ammortamenti e svalutazioni	100	18	64	55	-	237
Proventi netti su partecipazioni	4	-	-	-	-	4
Investimenti in attività materiali e immateriali	346	6	313	117	-	782
Immobili, impianti e macchinari	3.004	133	3.087	837	-	7.061
Partecipazioni	46	83	-	-	-	129
Attività correnti	2.578	2.836	290	390	1.497	7.591
Passività correnti	2.855	3.436	328	377	1.786	8.782
Fondi per rischi e oneri	25	71	2	1	72	171
Primo semestre 2011						
Ricavi netti della gestione caratteristica	2.374	2.885	418	344	-	6.021
Risultato operativo	322	231	115	43	-	711
Ammortamenti e svalutazioni	114	17	107	64	-	302
Proventi netti su partecipazioni	4	4	-	-	-	8
Investimenti in attività materiali e immateriali	226	10	297	28	-	561
Immobili, impianti e macchinari	3.217	111	3.323	831	-	7.482
Partecipazioni	35	83	-	-	-	118
Attività correnti	2.010	2.569	341	289	1.187	6.396
Passività correnti	2.063	2.677	331	266	1.785	7.122
Fondi per rischi e oneri	66	50	1	1	61	179

Informazioni per area geografica

In considerazione della peculiarità del business di Saipem caratterizzato dall'utilizzo di una flotta navale che, operando su più progetti nell'arco di un esercizio, non può essere attribuita in modo stabile a un'area geografica specifica, alcune attività vengono ritenute non direttamente allocabili.

Con riferimento alle attività materiali e immateriali e agli investimenti la componente non allocabile è riconducibile ai mezzi navali, all'attrezzatura collegata agli stessi e al goodwill.

Con riferimento alle attività correnti la componente non allocabile è riconducibile alle rimanenze, anch'esse collegate ai mezzi navali. L'informativa relativa alla ripartizione dei ricavi per area geografica viene fornita nella nota 32.

(milioni di euro)	Italia	Resto Europa	CSI	Resto Asia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Americhe	Non allocabili	Totale
Primo semestre 2010									
Investimenti in attività materiali e immateriali	56	2	102	52	3	12	23	532	782
Attività materiali e immateriali	120	10	424	295	45	502	904	5.515	7.815
Attività direttamente attribuibili (correnti)	725	1.070	662	1.146	1.492	1.461	525	510	7.591
Primo semestre 2011									
Investimenti in attività materiali e immateriali	48	1	8	70	7	12	15	400	561
Attività materiali e immateriali	104	21	438	367	49	445	904	5.910	8.238
Attività direttamente attribuibili (correnti)	283	1.002	609	964	1.362	1.139	468	569	6.396

Le attività correnti sono state allocate per area geografica sulla base dei seguenti criteri: (i) con riferimento alle disponibilità liquide ed equivalenti e ai crediti finanziari, l'allocazione è stata effettuata considerando il Paese in cui hanno sede i conti correnti intestati alle singole società; (ii) con riferimento alle rimanenze l'allocazione è stata effettuata considerando il Paese in cui sono dislocati i magazzini terra (a esclusione di quelli dislocati presso le navi); (iii) con riferimento ai crediti commerciali e alle altre attività è stata considerata l'area di appartenenza del progetto operativo.

Le attività non correnti sono state allocate per area geografica considerando il Paese in cui opera l'asset, a eccezione dei mezzi navali di perforazione mare e costruzione mare, il cui saldo è incluso nella voce "Non allocabili".

Contratti di costruzione

I contratti di costruzione sono contabilizzati in accordo con lo IAS 11.

(milioni di euro)	Primo semestre 2010	Primo semestre 2011
Contratti di costruzione - attività	1.232	969
Contratti di costruzione - passività	(1.362)	(1.123)
Contratti di costruzione - netto	(130)	(154)
Costi e margini (percentuale di completamento)	4.657	4.783
Fatturazione ad avanzamento lavori	(4.759)	(4.909)
Variazione fondo perdite future	(28)	(28)
Contratti di costruzione - netto	(130)	(154)

42 Rapporti con parti correlate

Saipem SpA è una società controllata da Eni SpA. Le operazioni compiute da Saipem SpA e dalle imprese incluse nel campo di consolidamento con le parti correlate riguardano essenzialmente la prestazione di servizi, lo scambio di beni, l'ottenimento e l'impiego di mezzi finanziari, inclusa la stipula di strumenti finanziari derivati, con altre imprese controllate e collegate di Eni SpA; esse fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese di Saipem.

Sono di seguito evidenziati gli ammontari dei rapporti, di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria, posti in essere con parti correlate. L'analisi per società è fatta sulla base del principio di rilevanza correlato all'entità complessiva dei singoli rapporti; i rapporti non evidenziati analiticamente, in quanto non rilevanti, sono indicati secondo la seguente aggregazione:

- imprese controllate di Eni;
- imprese collegate di Eni;
- altre parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2010			Primo semestre 2010			
	Crediti (*)	Debiti (*)	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
Imprese collegate e a controllo congiunto							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	55	3	76	-	-	2	-
Kwanda Suporto Logistico Lda	51	1	-	-	-	1	-
Gruppo Rosetti Marino	3	-	-	-	-	-	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	3	1	-	-	1	4	-
Saipem Triune Engineering Private Ltd	-	-	1	-	-	-	-
Totale collegate e a controllo congiunto	112	25	77	-	1	7	-
Imprese controllate consolidate di Eni							
Eni SpA	1	6	5.688	2	3	1	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	102	2	-	-	1	121	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	2	1	-	-	5	1	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	58	3	-	1	3	31	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	13	-	-	-	-	13	-
Agip Karachaganak BV	2	-	-	-	-	2	-
Agip Oil Ecuador BV	2	-	-	-	-	4	-
Burren Energy Services Ltd	2	-	-	-	-	2	-
Eni Adfin SpA	2	1	-	-	2	-	-
Eni Algeria Production BV	1	-	-	-	-	1	-
Eni Angola SpA	9	-	-	-	-	60	-
Eni Australia BV	-	-	-	-	-	75	-
Eni Canada Holding	234	63	-	-	-	133	-
Eni Congo SA	38	-	-	-	-	88	-
Eni Coordination Center SA	-	-	-	-	-	-	-
Eni Corporate University SpA	-	2	-	-	1	-	-
Eni Denmark BV	2	-	-	-	-	1	-
Eni Finance USA Inc	17	-	-	-	-	-	-
Eni Hewett Ltd	1	-	-	-	-	5	-
Eni Indonesia	-	-	-	-	-	20	-
Eni Iran BV	-	-	-	-	-	-	-
Eni Iraq BV	1	2	-	-	-	-	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	18	-	-	-	-	9	-
Eni Muara Bakau BV	8	-	-	-	-	21	-
Eni Norge AS	1	-	-	-	-	-	-
EniPower SpA	5	-	-	-	-	5	-
EniServizi SpA	-	9	-	-	17	-	-
Eni Timor Leste SpA	12	-	-	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	6	-	-	-
Eni Tunisia BV	5	-	-	-	-	24	-
Eni Venezuela BV	1	-	-	-	-	-	-
GreenStream BV	-	-	-	-	-	1	-
leoc Production BV	-	-	-	-	-	10	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	57	23	-	-	-	45	-
Nigerian Agip Exploration Ltd	-	-	-	-	-	-	-
Polimeri Europa SpA	14	-	-	-	1	12	-
Polimeri Europa France	-	-	-	-	-	1	-
Raffineria di Gela SpA	21	-	-	-	-	14	-
Serfactoring SpA	-	87	-	-	-	-	-
Snam Rete Gas SpA	95	-	-	-	-	77	-
Società Adriatica Idrocarburi	3	-	-	-	-	5	-
Società EniPower Ferrara Srl	8	-	-	-	-	1	-

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2010			Primo semestre 2010			
	Crediti (*)	Debiti (*)	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
Società Ionica Gas	3	-	-	-	-	4	-
Stoccaggi Gas Italia SpA	16	-	-	-	-	13	-
Syndial SpA	38	-	-	-	-	17	-
Totale imprese controllate consolidate di Eni	792	199	5.688	9	33	817	-
Imprese controllate di Eni escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	140	14	-	-	-	147	-
Totale imprese controllate di Eni	932	213	5.688	9	33	964	-
Imprese collegate di Eni	29	126	-	-	-	17	-
Totale imprese di Eni	961	339	5.688	9	33	981	-
Totale rapporti con parti correlate	1.073	344	5.765	9	34	988	-
Totale generale	4.330	5.814	7.387	1.141	2.366	5.385	5
Incidenza (%)	24,78	5,92	78,04	0,79	1,44	18,35	-

(*) Le voci "Crediti" e "Debiti" comprendono rispettivamente le voci "Crediti commerciali e altri crediti" e "Debiti commerciali e altri debiti".

I rapporti commerciali al 30 giugno 2011 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2011			Primo semestre 2011			
	Crediti (*)	Debiti (*)	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
Imprese collegate e a controllo congiunto							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	49	2	159	-	-	-	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Uno	7	-	-	-	-	-	-
Kwanda Suporto Logistico Lda	52	1	-	-	-	6	-
Gruppo Rosetti Marino	2	-	-	1	-	-	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	2	1	-	-	-	1	-
Saipem Triune Engineering Private Ltd	-	-	1	-	-	-	-
Totale collegate e a controllo congiunto	112	4	160	1	-	7	-
Imprese controllate consolidate di Eni							
Eni SpA	3	6	5.509	1	4	-	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	59	-	-	-	-	59	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	1	-	-	-	1	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	23	2	-	3	1	24	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	8	-	-	-	-	13	-
Agip Karachaganak BV	3	-	-	-	-	1	-
Agip Oil Ecuador BV	4	-	-	-	-	4	-
Burren Energy Services Ltd	4	-	-	-	-	4	-
Eni Adfin SpA	-	3	-	-	2	-	-
Eni Algeria Production BV	1	-	-	-	-	-	-
Eni Angola Production BV	32	-	-	-	-	34	-
Eni Angola SpA	8	-	-	-	-	16	-
Eni Australia Ltd	23	-	-	-	-	40	-
Eni Canada Holding	100	37	-	-	-	165	-
Eni Congo SA	39	-	-	-	-	34	-
Eni Coordination Center SA	5	-	-	-	-	-	-
Eni Corporate University SpA	-	3	-	-	3	-	-
Eni Finance USA Inc	22	-	-	-	-	-	-
Eni Insurance Ltd	6	8	-	9	-	6	-
Eni Iran BV	-	-	-	-	-	-	-
Eni Iraq BV	10	1	-	-	-	30	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	2	-	-	-	-	1	-
Eni Muara Bakau BV	9	-	-	1	-	9	-
Eni Norge As	-	-	-	-	-	1	-

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2011			Primo semestre 2011			
	Crediti (*)	Debiti (*)	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
EniPower SpA	2	-	-	-	-	2	-
EniServizi SpA	-	9	-	-	21	-	-
Eni Timor Leste SpA	-	-	-	-	-	7	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	1	-	-	1
Eni Tunisia BV	2	-	-	-	-	1	-
Eni Venezuela BV	1	-	-	-	-	1	-
leoc Production BV	-	-	-	-	-	-	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	47	24	-	-	-	15	-
Nigerian Agip Exploration Ltd	1	-	-	-	-	1	-
Polimeri Europa SpA	6	-	-	-	-	3	-
Polimeri Europa France	-	-	-	-	-	1	-
Raffineria di Gela SpA	18	-	-	-	-	15	-
Serfactoring SpA	2	78	-	-	-	-	-
Snam Rete Gas SpA	33	-	-	-	-	26	-
Società EniPower Ferrara Srl	-	-	-	-	-	-	-
Società Ionica Gas	1	-	-	-	-	-	-
Stoccaggi Gas Italia SpA	13	-	-	-	-	9	-
Syndial SpA	28	-	-	-	-	14	-
Altre (**)	4	3	-	-	-	-	-
Totale imprese controllate consolidate di Eni	520	174	5.509	15	32	536	1
Imprese controllate di Eni escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	58	27	-	-	-	444	-
Totale imprese controllate di Eni	578	201	5.509	15	32	980	1
Imprese collegate e a controllo congiunto di Eni	23	2	-	1	1	9	-
Totale imprese di Eni	601	203	5.509	16	33	989	1
Totale rapporti con parti correlate	713	207	5.669	17	33	996	1
Totale generale	3.458	5.182	7.268	1.109	3.092	6.021	9
Incidenza (%)	20,62	3,99	78,00	1,53	1,07	16,54	11,11

(*) Le voci "Crediti" e "Debiti" comprendono rispettivamente le voci "Crediti commerciali e altri crediti" e "Debiti commerciali e altri debiti".

(**) Per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro.

I totali riportati in tabella fanno riferimento alle sottovoci "crediti commerciali", "debiti commerciali", "costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci" e "costi per servizi" riportati rispettivamente alle note 3, 15 e 33.

Il Gruppo Saipem fornisce servizi alle imprese del Gruppo Eni in tutti i settori in cui opera sia in Italia che all'estero. I ricavi nei confronti di imprese collegate di Eni, pari a 9 milioni di euro, sono realizzati principalmente per 2 milioni di euro nei confronti della società Mellitah Oil & Gas BV e 6 milioni di euro verso Angola LNG. I crediti, pari a 23 milioni di euro, sono vantati principalmente per 20 milioni di euro nei confronti di Mellitah Oil & Gas BV e 2 milioni di euro verso Angola LNG.

(milioni di euro)	31.12.2010		30.06.2011	
	Altre attività	Altre passività	Altre attività	Altre passività
Eni SpA (ex Enifin SpA)	163	113	229	133
Eni SpA Divisione Exploration & Production	-	-	-	-
Banque Eni SA	1	-	2	2
Eni Trading & Shipping SpA	1	27	1	11
Syndial SpA	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	165	140	232	146
Totale generale	314	159	399	157
Incidenza (%)	52,55	88,05	58,15	92,99

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2010			Primo semestre 2010		
	Crediti	Debiti ⁽¹⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	-	1.166	11.093	(20)	-	16
Banque Eni SA	-	-	96	-	-	1
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	-	43	-	-	-	-
Eni Coordination Center SA	-	2.479	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	-	(1)
Totale rapporti con parti correlate	-	3.688	11.189	(20)	-	16

(1) Esposti nello stato patrimoniale per 875 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine" e per 2.813 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" comprensiva della quota a breve.

Si segnala che i rapporti finanziari comprendono anche i rapporti di copertura con Eni Trading & Shipping SpA che nel conto economico sono riclassificati nella voce "Altri proventi (oneri) operativi".

I rapporti finanziari al 30 giugno 2011 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2011			Primo semestre 2011		
	Crediti	Debiti ⁽¹⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	-	1.491	11.768	(20)	-	21
Banque Eni SA	-	-	173	-	-	(1)
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	-	43	-	-	-	-
Eni Coordination Center SA	-	2.291	-	(19)	1	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	-	-
Serfactoring SpA	-	2	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	-	3.827	11.941	(39)	1	20

(1) Esposti nello stato patrimoniale per 1.274 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine" e per 3.039 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" comprensiva della quota a breve.

Si segnala che i rapporti finanziari comprendono anche i rapporti con Eni Trading & Shipping SpA che nel conto economico sono riclassificati nella voce "Altri proventi (oneri) operativi".

Con l'Unità Finanza di Eni SpA (ex Enifin SpA) è in essere una convenzione in base alla quale Eni SpA provvede, per le imprese italiane del Gruppo Saipem, alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità, nonché alla stipula di contratti derivati per la copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate relative ai rapporti finanziari è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2010			30.06.2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Passività finanziarie a breve termine	1.002	875	87,33	1.274	1.089	85,48
Passività finanziarie a lungo termine (comprensive delle quote a breve termine)	3.214	2.813	87,52	3.039	2.738	90,10

(milioni di euro)	Primo semestre 2010			Primo semestre 2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Proventi finanziari	634	-	-	283	1	0,35
Oneri finanziari	(723)	(20)	2,77	(366)	(39)	10,66
Strumenti derivati	26	17	65,38	16	20	125,00
Altri proventi (oneri) operativi	(1)	(1)	100,00	-	-	-

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

(milioni di euro)	30.06.2010	30.06.2011
Ricavi e proventi	988	997
Costi e oneri	(43)	(50)
Proventi (oneri) finanziari e strumenti derivati	(4)	(18)
Variazione crediti e debiti commerciali	210	223
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	1.151	1.152
Variazione debiti/crediti finanziari	672	139
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	672	139
Flusso di cassa totale verso entità correlate	1.823	1.291

Si segnala che la voce "Proventi (oneri) finanziari e strumenti derivati" comprende anche i rapporti con Eni Trading & Shipping SpA che nel conto economico sono riclassificati nella voce "Altri proventi (oneri) operativi".

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

(milioni di euro)	30.06.2010			30.06.2011		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di periodo	585	1.151	196,75	656	1.152	175,61
Flusso di cassa da attività di investimento	(819)	-	-	571	-	-
Flusso di cassa da attività di finanziamento (*)	346	672	194,22	(100)	139	(139,00)

(*) Nel flusso di cassa da attività di finanziamento non sono stati considerati i dividendi distribuiti e l'acquisto netto di azioni proprie.

Informazioni relative alle imprese a controllo congiunto

I valori relativi alla situazione al 30 giugno 2011 delle imprese a controllo congiunto consolidate con il metodo dell'integrazione proporzionale, confrontati con lo stesso periodo dell'anno precedente, sono i seguenti:

(milioni di euro)	30.06.2010	30.06.2011
Capitale investito netto	(174)	(142)
Totale attività	439	469
Totale attività correnti	418	364
Totale attività non correnti	21	105
Totale passività	434	485
Totale passività correnti	419	461
Totale passività non correnti	15	24
Totale ricavi	460	399
Totale costi operativi	461	395
Utile operativo	(1)	4
Utile (perdita) di periodo	(6)	2

43 Eventi e operazioni significativi e non ricorrenti

Nel primo semestre 2010 e nel primo semestre 2011 non si segnalano eventi e/o operazioni significativi non ricorrenti.

44 Transazioni derivanti da operazioni atipiche e inusuali

Nel primo semestre 2010 e nel primo semestre 2011 non si segnalano posizioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

45 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo sono indicati nel paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre" della Relazione intermedia sulla gestione.

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

1. I sottoscritti Pietro Franco Tali e Giulio Bozzini in qualità, rispettivamente, di Vice Presidente e Amministratore Delegato (CEO), e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Saipem SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione,

delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2011, nel corso del primo semestre 2011.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2011 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Saipem in coerenza con il modello Internal Control - Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre che:

3.1 il bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2011:

- a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
- b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;

3.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

27 luglio 2011

Pietro Franco Tali

Vice Presidente e Amministratore Delegato (CEO)

Giulio Bozzini

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via della Chiusa, 2
20123 Milano

Tel. (+39) 02 722121
Fax (+39) 02 72212037
www.ey.com

Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Saipem S.p.A.

1. Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato della Saipem S.p.A. e controllate (Gruppo Saipem) al 30 giugno 2011, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli Amministratori della Saipem S.p.A.. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
2. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio consolidato semestrale abbreviato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la direzione della società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Per quanto riguarda i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente ed al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi si fa riferimento alle nostre relazioni rispettivamente emesse in data 29 marzo 2011 e in data 5 agosto 2010.

3. Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Saipem al 30 giugno 2011 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Milano, 4 agosto 2011

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Pietro Carena
(Socio)

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584
P.I. 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U.
Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Sede sociale in San Donato Milanese (MI)
Via Martiri di Cefalonia, 67
Sedi secondarie:
Cortemaggiore (PC) - Via Enrico Mattei, 20



saipem

saipem Società per Azioni
Capitale Sociale euro 441.410.900 i.v.
Codice Fiscale e Numero di Iscrizione al Registro
delle Imprese di Milano n. 00825790157

Informazioni per gli Azionisti
Saipem SpA, Via Martiri di Cefalonia, 67
20097 San Donato Milanese (MI)

Relazioni con gli investitori istituzionali
e con gli analisti finanziari
Fax +39-0252054295
e-mail: investor.relations@saipem.com

Pubblicazioni
Bilancio al 31 dicembre (in italiano) redatto ai sensi
del D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127
Annual Report (in inglese)

Relazione finanziaria semestrale consolidata
al 30 giugno (in italiano)
Interim Consolidated Report as of June 30
(in inglese)

Sustainability Report (in inglese)

Disponibili anche sul sito internet Saipem:
www.saipem.com

Sito internet: www.saipem.com
Centralino: +39-025201

Progetto grafico: Gruppo Korus Srl - Roma
Copertina: Inarea
Impaginazione e supervisione: Studio Joly Srl - Roma
Stampa: Impronta Grafica - Cantù

www.saipem.com