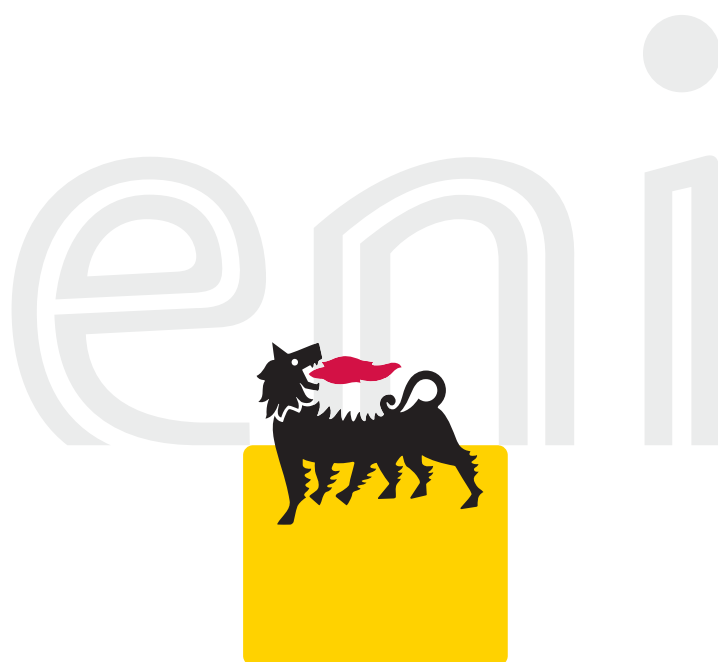


saipem



Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2014

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 salute e sicurezza, apertura, flessibilità, integrazione, innovazione, qualità, competitività, lavoro di gruppo, umiltà, internazionalizzazione, responsabilità, integrità.

Disclaimer

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 meglio approfonditi nelle Relazioni Finanziarie.

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, Francia, Grecia, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Romania, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia

AMERICHE

Bolivia, Brasile, Canada, Cile, Colombia, Ecuador, Messico, Perù, Repubblica Dominicana, Stati Uniti, Suriname, Venezuela

CSI

Azerbaijan, Kazakhstan, Russia, Turkmenistan, Ucraina

AFRICA

Algeria, Angola, Camerun, Congo, Egitto, Gabon, Ghana, Libia, Marocco, Mauritania, Mozambico, Nigeria, Sudafrica, Togo, Uganda

MEDIO ORIENTE

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

ESTREMO ORIENTE E OCEANIA

Australia, Cina, Giappone, India, Indonesia, Malaysia, Myanmar, Pakistan, Papua Nuova Guinea, Singapore, Thailandia, Vietnam

Organi sociali e di controllo di Saipem SpA

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente

Francesco Carbonetti

Amministratore Delegato (CEO)³

Umberto Vergine

Consiglieri

Fabrizio Barbieri, Rosario Bifulco, Nella Ciuccarelli, Guido Guzzetti, Federico Ferro-Luzzi, Enrico Laghi, Nicla Picchi

COLLEGIO SINDACALE²

Presidente

Mario Busso

Sindaci effettivi

Anna Gervasoni

Massimo Invernizzi

Sindaci supplenti

Elisabetta Maria Corvi

Paolo Sfameni

[1] Nominato dall'Assemblea del 6 maggio 2014 per l'esercizio 2014 fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2014.

[2] Nominato dall'Assemblea del 6 maggio 2014 fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2016.

[3] Nominato Amministratore Delegato CEO con delibera del Consiglio di Amministrazione del 9 maggio 2014.

Società di revisione

Reconta Ernst & Young SpA

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

8	Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA
10	Glossario
13	Andamento operativo
13	Le acquisizioni e il portafoglio
15	Gli investimenti
16	Engineering & Construction Offshore
22	Engineering & Construction Onshore
26	Drilling Offshore
28	Drilling Onshore
30	Commento ai risultati economico-finanziari
30	Risultati economici
33	Situazione patrimoniale e finanziaria
35	Rendiconto finanziario riclassificato
36	Riepiloghi degli effetti della riesposizione: schemi di bilancio
38	Principali indicatori reddituali e finanziari
39	Sostenibilità
41	Attività di ricerca e sviluppo
43	Qualità, salute, sicurezza e ambiente
45	Risorse umane
49	Sistema informativo
50	Gestione dei rischi d'impresa
56	Altre informazioni
59	Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori
62	Schemi di bilancio
68	Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato
114	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
115	Relazione della Società di revisione



Risultati del semestre¹

I ricavi ammontano a 5.966 milioni di euro (5.246 milioni di euro nel corrispondente semestre 2013).

Il risultato operativo ammonta a 293 milioni di euro (-225 milioni di euro nel corrispondente semestre 2013).

Il risultato netto ammonta a 136 milioni di euro (-330 milioni di euro nel corrispondente semestre 2013).

Il cash flow (risultato netto più ammortamenti) ammonta a 498 milioni di euro (21 milioni di euro nel corrispondente semestre 2013).

Il settore Engineering & Construction Offshore ha espresso il 53,4% dei ricavi; l'Engineering & Construction Onshore il 31,7% dei ricavi; il Drilling Offshore il 9,3% dei ricavi e il Drilling Onshore il 5,6% dei ricavi.

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2014 ammonta a 5.104 milioni di euro, con un incremento di 344 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013. Tale aumento è attribuibile alla variazione del capitale circolante di periodo derivante dai termini e dalle condizioni contrattuali che determinano la tempistica, la struttura dei pagamenti e il riconoscimento delle milestone. Inoltre sono proseguite le intense trattative commerciali che la Società sta affrontando con alcuni clienti per la definizione delle negoziazioni dei contratti a bassa marginalità. Questa fase, caratterizzata da un elevato livello di attività e complessità, è tipica dello stadio finale di avanzamento dei progetti.

Gli investimenti tecnici effettuati nel primo semestre del 2014 ammontano a 329 milioni di euro (490 milioni di euro nel primo semestre 2013).

Nei primi sei mesi del 2014 sono stati acquisiti nuovi ordini per complessivi 13.132 milioni di euro e il portafoglio ordini al 30 giugno 2014 si attesta a 24.215 milioni di euro. L'ammontare totale è comprensivo degli effetti della cancellazione del carico ordini relativo al contratto di noleggio di un impianto di drilling onshore in Ucraina per 16 milioni di euro, a seguito della chiusura anticipata richiesta dal cliente Shell.

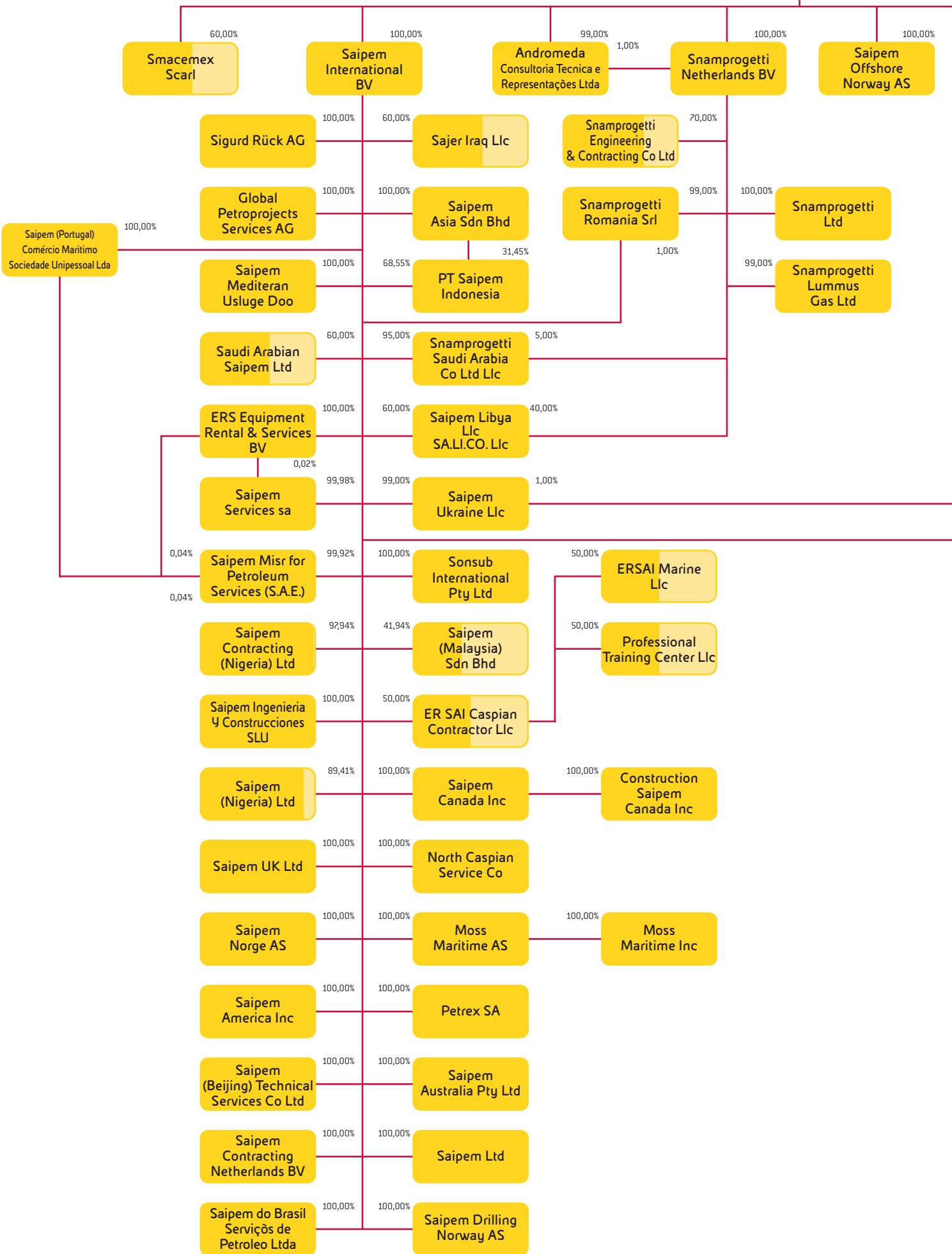
[1] In seguito all'entrata in vigore dei principi contabili IFRS 10 e IFRS 11 sono state ridefinite le regole di consolidamento delle partecipazioni del Gruppo Saipem. In particolare il principio IFRS 11 prevede che le partecipazioni in joint venture a far data dal 1° gennaio 2014 sono consolidate con il metodo del patrimonio netto; in precedenza tali partecipazioni erano consolidate con il metodo proporzionale. I dati operativi del Gruppo sono presentati secondo le nuove regole di consolidamento; i dati dei periodi precedenti sono stati rettificati per assolvere a una finalità informativa comparativa. Per i dettagli si rimanda alla sezione "Riepiloghi degli effetti della riesposizione: schemi di bilancio".

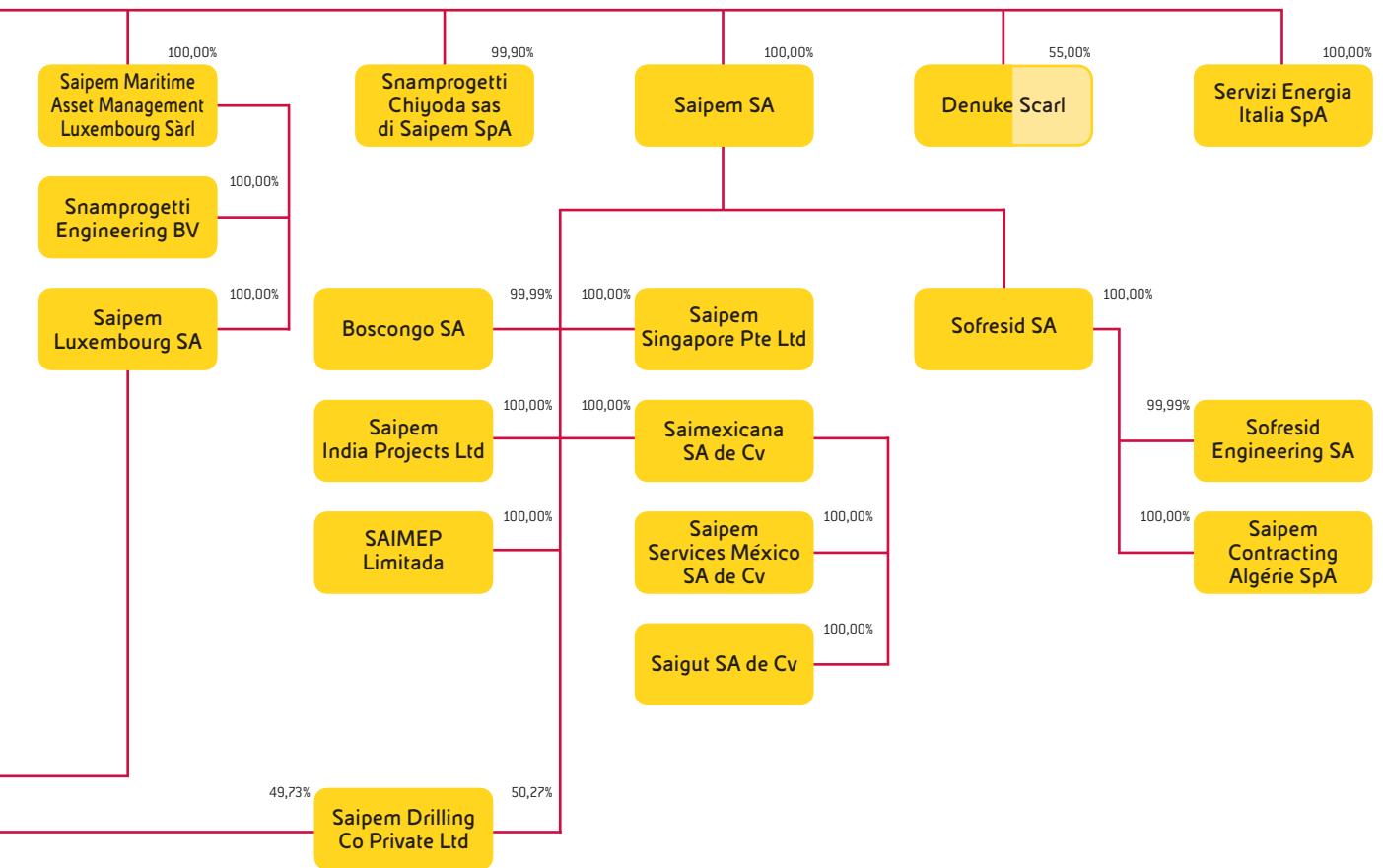
In conformità con quanto rappresentato nei comunicati stampa e coerentemente con gli effetti derivanti dall'applicazione del principio contabile IAS 8.42 sui dati comparativi del bilancio 2012, il conto economico riesposto di Saipem del primo semestre del 2013 include ricavi pari a 245 milioni di euro, precedentemente iscritti nell'esercizio 2012.

Struttura partecipativa del Gruppo Saipem

(società controllate)

Saipem SpA





Relazione intermedia sulla gestione



saipem



Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA

Nel primo semestre del 2014 la quotazione delle azioni ordinarie Saipem presso la Borsa Italiana ha registrato un aumento del 27%, attestandosi a fine giugno 2014 su un valore di 19,72 euro per azione a fronte dei 15,54 euro alla fine del 2013.

Nello stesso periodo l'indice FTSE MIB, il listino dei maggiori 40 titoli italiani, ha fatto registrare un aumento del 12%.

Il titolo tocca il minimo del semestre il 2 gennaio a quota 15,50 euro e durante il primo mese dell'anno prosegue nel trend di ribasso che aveva caratterizzato l'ultima parte del 2013, a causa della debolezza del contesto del settore Oil Services e dell'incertezza circa i risultati per l'anno appena concluso.

A partire dal mese di febbraio il titolo registra un andamento di crescita, anche grazie alla pubblicazione dei target economici per il 2014 che riducono i timori circa le attese per l'anno in corso. Il consolidamento della gestione operativa e commerciale dei contratti a bassa marginalità ancora presenti in portafoglio e, ancor di più, l'ottimo livello di acquisizioni di nuovi contratti per un importo di oltre 12 miliardi di euro ottenuti nel primo semestre, contribuiscono a ricreare un crescente clima di fiducia negli investitori, sia nelle capacità commerciali di Saipem, sia in termini di maggiore visibilità sugli anni futuri. Il titolo ritrova dopo un anno il livello dei 20 euro ai primi di giugno e raggiunge il massimo del periodo a quota 20,89

euro il 20 di giugno, per poi chiudere il semestre appena sotto la soglia dei 20 euro, a 19,72 euro.

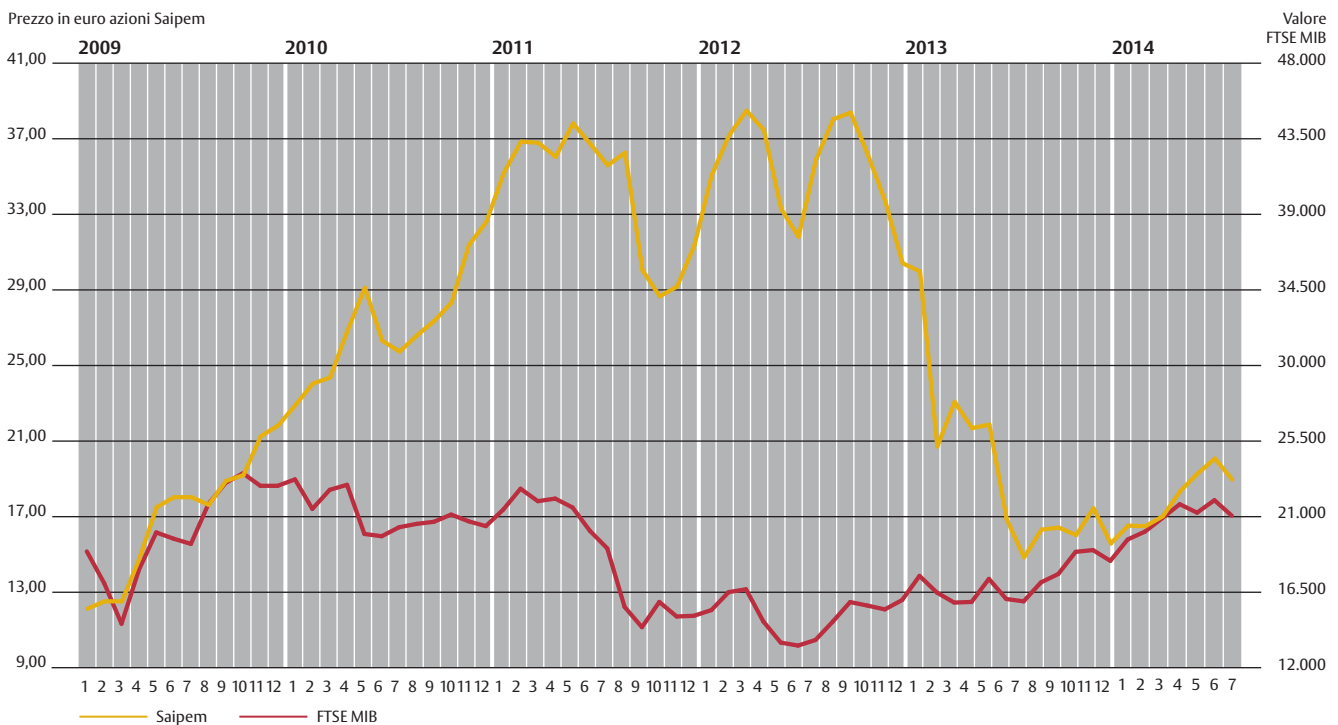
Alla fine del mese di giugno la capitalizzazione di mercato di Saipem era di circa 8,7 miliardi di euro. In termini di liquidità del titolo, le azioni trattate nel semestre sono state 391 milioni, a fronte dei 511 milioni del corrispondente periodo del 2013, con una media giornaliera di periodo che si attesta sui 3,1 milioni circa di titoli scambiati (4 milioni nel corso del primo semestre del 2013). Il controvalore degli scambi è stato di poco inferiore ai 7 miliardi di euro, mentre nel corso del primo semestre del 2013 era stato di 10,6 miliardi di euro.

In data 6 maggio l'Assemblea degli Azionisti di Saipem ha deliberato la distribuzione alle sole azioni di risparmio di un dividendo privilegiato di 0,05 euro, dividendo nel limite del 5% del valore nominale dell'azione ai sensi dell'art. 6 dello Statuto.

Per quanto riguarda le azioni di risparmio, convertibili alla pari in azioni ordinarie e di ammontare trascurabile, il loro numero era di 110.796 alla fine del mese di giugno 2014. Il loro valore ha avuto un aumento del 17% nel corso della prima metà dell'anno, registrando una quotazione di 20 euro a fine giugno 2014.

Quotazioni alla Borsa Valori di Milano	(euro)	2010	2011	2012	2013	1° semestre 2014
Azioni ordinarie:						
- massima		37,27	38,60	39,78	32,18	20,89
- minima		23,08	23,77	29,07	12,60	15,50
- media		28,16	33,89	35,52	19,31	18,02
- fine periodo		36,90	32,73	29,41	15,54	19,72
Azioni di risparmio:						
- massima		37,00	39,25	39,40	35,00	20,99
- minima		23,00	30,00	30,00	16,00	16,22
- media		29,80	34,89	34,72	24,50	18,20
- fine periodo		36,50	30,00	35,00	17,10	20,00

Saipem e FTSE MIB - Valori medi mensili gennaio 2009-luglio 2014





Glossario

Termini finanziari

- **EBIT** risultato 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.
- **OECD** organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico.
- **Risultato netto adjusted** risultato netto con esclusione degli special item.
- **ROACE** indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra il risultato 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.
- **Special items** componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti o non rappresentativi della normale attività di business.
- **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.
- **Central Processing Facility** unità produttiva per la prima trasformazione di petrolio e gas.
- **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.
- **EPCI** (Engineering, Procurement, Construction, Installation) 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.
- **Floating production unit** unità di produzione galleggianti.

- **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.
- **Gas export line** condotta di esportazione del gas dai giacimenti marini alla terraferma.
- **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 liquefabili 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 locatario (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 back pipeline** pipeline di piccolo diametro, posta 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 (Qualità, 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 metano prodotto da giacimenti non convenzionali costituiti da roccia argillosa.
- **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.
- **Spoolsep** impianto con funzione di separare l'acqua dall'olio nel trattamento del greggio.
- **Strato Pre-Salt** formazione geologica presente sulle piattaforme continentali al largo delle coste dell'Africa e del Brasile.
- **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.
- **Tight oil** idrocarburo presente a grandi profondità allo stato liquido e "intrappolato" in rocce impermeabili che ne impediscono la fuoriuscita con una normale estrazione.
- **Topside** parte emersa di una piattaforma.
- **Trenching** scavo di trincea, eseguito per la posa di condotte a terra e a mare.
- **Treno** insieme di unità che realizzano un processo complesso di raffinazione, petrolchimico, di liquefazione o rigassificazione del gas naturale. Un impianto può essere composto da uno o più treni, di uguale capacità e funzionanti in parallelo.
- **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.
- **Yard** cantiere.



Andamento operativo

In seguito all'entrata in vigore dei principi contabili IFRS 10 e IFRS 11 sono state ridefinite le regole di consolidamento delle partecipazioni del Gruppo Saipem. In particolare il principio IFRS 11 prevede che le partecipazioni in joint venture a far data dal 1° gennaio 2014 sono consolidate con il metodo del patrimonio netto; in precedenza tali partecipazioni erano consolidate con il metodo proporzionale. I dati operativi del Gruppo sono presentati secondo le nuove regole di consolidamento; i dati dei periodi precedenti sono stati rettificati per assolvere a una finalità informativa comparativa.

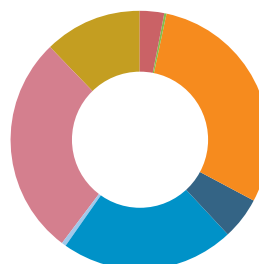
Le acquisizioni e il portafoglio

Le acquisizioni di nuovi ordini nel corso del primo semestre del 2014 ammontano a 13.132 milioni di euro (6.704 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2013).

Delle acquisizioni complessive, il 63% riguarda l'attività Engineering & Construction Offshore, il 33% l'attività Engineering & Construction Onshore, l'1% il Drilling Offshore e il 3% il Drilling Onshore.

Le acquisizioni all'estero hanno rappresentato il 97% del totale e le

Ordini acquisiti per area geografica
(€13.132 milioni)



acquisizioni di contratti da imprese del Gruppo Eni l'8%. Le acquisizioni della Capogruppo Saipem SpA sono state il 71% di quelle complessive.

Gruppo Saipem - Ordini acquisiti nel primo semestre 2014

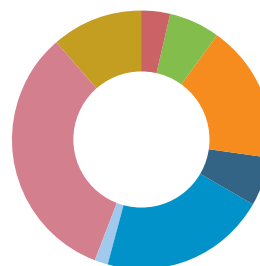
Esercizio 2013		Esercizio 2013 riesposto		Primo semestre 2013		Primo semestre 2013 riesposto		Primo semestre 2014		
Importi	%	Importi	%	Importi	%	Importi	%	Importi	%	
1.590	15	1.626	16	Saipem SpA	1.510	21	1.524	23	3.568	27
9.063	85	8.436	84	Imprese del Gruppo	5.641	79	5.180	77	9.564	73
10.653	100	10.062	100	Totale	7.151	100	6.704	100	13.132	100
5.777	54	5.581	55	Engineering & Construction Offshore	4.155	58	4.038	60	8.238	63
2.566	24	2.193	22	Engineering & Construction Onshore	1.956	27	1.635	24	4.328	33
1.401	13	1.401	14	Drilling Offshore	913	13	913	14	142	1
909	9	887	9	Drilling Onshore	127	2	118	2	424	3
10.653	100	10.062	100	Totale	7.151	100	6.704	100	13.132	100
591	6	547	5	Italia	364	5	378	6	406	3
10.062	94	9.515	95	Estero	6.787	95	6.326	94	12.726	97
10.653	100	10.062	100	Totale	7.151	100	6.704	100	13.132	100
1.514	14	1.514	15	Gruppo Eni	1.134	16	1.134	17	1.040	8
9.139	86	8.548	85	Terzi	6.017	84	5.570	83	12.092	92
10.653	100	10.062	100	Totale	7.151	100	6.704	100	13.132	100

Il portafoglio ordini residuo al 30 giugno ha raggiunto il livello di 24.215 milioni di euro.

Per quanto riguarda l'articolazione per settori di attività, il 55% del portafoglio ordini residuo è attribuibile all'attività Engineering & Construction Offshore, il 27% all'attività Engineering & Construction Onshore, il 12% al Drilling Offshore e il 6% al Drilling Onshore.

Il 96% degli ordini è da eseguirsi all'estero; quelli verso le imprese del Gruppo Eni rappresentano il 12% del portafoglio totale. La Capogruppo Saipem SpA ha in carico il 29% del portafoglio ordini residuo.

Portafoglio ordini per area geografica
(€24.215 milioni)



■ €928 Italia	■ €5.032 Medio Oriente
■ €1.505 Resto d'Europa	■ €447 Africa Settentrionale
■ €4.219 CSI	■ €7.934 Africa Occidentale e resto Africa
■ €1.447 Estremo Oriente	■ €2.704 Americhe

Gruppo Saipem - Portafoglio ordini al 30 giugno 2014											
31.12.2013		31.12.2013 riesposto			30.06.2013		30.06.2013 riesposto		30.06.2014		
Importi	%	Importi	%	(milioni di euro)	Importi	%	Importi	%	Importi	%	
5.189	30	5.189	30	Saipem SpA	8.204	38	8.204	39	7.071	29	
12.325	70	11.876	70	Imprese del Gruppo	13.500	62	12.965	61	17.144	71	
17.514	100	17.065	100	Totale	21.704	100	21.169	100	24.215	100	
8.447	48	8.320	49	Engineering & Construction Offshore	10.666	49	10.552	50	13.374	55	
4.436	25	4.114	24	Engineering & Construction Onshore	6.656	31	6.235	29	6.552	27	
3.390	20	3.390	20	Drilling Offshore	3.543	16	3.543	17	2.976	12	
1.241	7	1.241	7	Drilling Onshore	839	4	839	4	1.313	6	
17.514	100	17.065	100	Totale	21.704	100	21.169	100	24.215	100	
784	4	784	5	Italia	1.852	9	1.838	9	928	4	
16.730	96	16.281	95	Estero	19.852	91	19.331	91	23.287	96	
17.514	100	17.065	100	Totale	21.704	100	21.169	100	24.215	100	
2.261	13	2.261	13	Gruppo Eni	3.213	15	3.213	15	2.850	12	
15.253	87	14.804	87	Terzi	18.491	85	17.956	85	21.365	88	
17.514	100	17.065	100	Totale	21.704	100	21.169	100	24.215	100	

Gli investimenti

Gli **investimenti tecnici** effettuati nel primo semestre del 2014 ammontano a 329 milioni di euro (490 milioni di euro nel primo semestre 2013) e hanno principalmente riguardato:

- per l'Engineering & Construction Offshore 135 milioni di euro, relativi principalmente al proseguimento delle attività di costruzione della nuova base in Brasile, ai lavori di rimessa in classe della nave da sollevamento Saipem 3000, oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'Engineering & Construction Onshore 20 milioni di euro, relativi all'acquisto di equipment e il mantenimento dell'asset base;

- per il Drilling Offshore 105 milioni di euro, relativi principalmente ai lavori di rimessa della piattaforma semisommersibile Scarabeo 7, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per il Drilling Onshore 69 milioni di euro, relativi all'upgrading di impianti destinati a operare in Arabia Saudita, nonché all'asset base.

In sintesi, gli investimenti del primo semestre del 2014 presentano la seguente articolazione:

Investimenti					
Esercizio			Primo semestre		
2013	2013		2013	2013	2014
riesposto			riesposto		
[milioni di euro]					
157	157	Saipem SpA	49	49	48
751	745	Imprese del Gruppo	443	441	281
908	902	Totale	492	490	329
398	393	Engineering & Construction Offshore	213	212	135
125	124	Engineering & Construction Onshore	89	88	20
174	174	Drilling Offshore	64	64	105
211	211	Drilling Onshore	126	126	69
908	902	Totale	492	490	329

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 un modello industriale particolarmente adatto per i progetti EPCI.

Il più nuovo dei mezzi della flotta è la nuova nave posatubi Castorone, monoscafo lungo 330 metri e largo 39 metri, con sistema di posizionamento dinamico (DP classe 3) e sistema di posa a "J" con predisposizione per la futura installazione di una torre per varo a "J".

Il Castorone è stato progettato per eseguire i più sfidanti progetti di posa per grandi diametri e alte profondità, ma con la necessaria flessibilità e produttività per essere efficace anche in progetti di minor complessità.

Un sistema di posizionamento dinamico (DP classe 3), la capacità di prefabbricare e varare tubi in tripla giunto di diametri fino a 48 pollici (60 pollici incluso il rivestimento) con una capacità di tensionamento fino a 750 tonnellate (fino a 1.500 tonnellate in condizioni di allagamento del tubo attraverso l'utilizzo di una speciale clampa brevettata), una linea di varo a elevata automazione composta da sette stazioni di lavoro (tre di saldatura e quattro di completamento/controllo), uno stinger modulare per il varo sia in basse che alte profondità con un avanzato sistema di controllo, la possibilità di lavorare in ambienti estremi (Ice Class A0), sono tra le caratteristiche più distintive del mezzo.

L'attuale trend di sviluppo dei giacimenti in acque profonde è sempre alla base del successo del mezzo FDS 2.

Il FDS 2, monoscafo lungo 183 metri, largo 32 metri con un avanzato sistema di posizionamento dinamico (DP classe 3), è dotato di un sistema di prefabbricazione e varo a "J" in alta profondità di quadrupli giunti fino a un diametro di 36 pollici, con una capacità di tiro e ritenuta di 2.000 tonnellate, con la possibilità di installare un sistema di varo a "S".

Il mezzo, grazie anche alla gru da 1.000 tonnellate e dei due verricelli da 750 e 500 tonnellate con sistema attivo di compensazione del moto ondoso, è idoneo all'esecuzione dei progetti più complessi in acque profonde.

Tra gli altri mezzi navali più avanzati si evidenziano il Saipem 7000, con posizionamento dinamico, con capacità di sollevamento di 14.000 tonnellate e 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; il Castoro Sei, nave posatubi semisommersibile idonea 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 superiore ai 2.000 metri; e il 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 inoltre, attraverso la costante manutenzione e il continuo aggiornamento e miglioramento dei propri asset in linea con lo sviluppo tecnologico e le richieste dei clienti, è continuamente impegnata nella gestione e lo sviluppo della flotta al fine di preservarne le capacità operative e di sicurezza in un contesto di mercato in continuo sviluppo.

Nel corso del primo semestre del 2014 sono terminati i lavori in Brasile per lo sviluppo del cantiere di fabbricazione per strutture sottomarine e galleggianti e della base logistica sull'area di 35 ettari ubicata nel distretto di Guarujá acquisita a ottobre 2011.

L'area ha una collocazione strategica: si trova a circa 350 chilometri dal bacino di Santos, la regione brasiliana offshore dove sono stati scoperti i giacimenti Pre-Salt in acque ultra-profonde, e a circa 650 chilometri dal bacino di Campos, l'altro più importante bacino offshore del Brasile.

Le attività che Saipem svolgerà nel nuovo cantiere sono complementari con i servizi offerti dalla flotta altamente specializzata per acque ultra-profonde che la Società ha sviluppato negli ultimi anni; inoltre esse consentiranno di soddisfare i requisiti, particolarmente stringenti in termini di contenuto locale, imposti in Brasile nel settore ad alta tecnologia degli sviluppi sottomarini in acque ultra-profonde.

Nel corso del semestre la Yard di fabbricazione di Karimun, in Indonesia, ha continuato le attività di costruzione relative ai vari progetti del Gruppo.

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 Leased FPSO con una flotta costituita dalle unità Cidade de Vitoria e Gimboa.

Il contesto di mercato

Pur mostrando un miglioramento del quadro macroeconomico rispetto all'anno precedente, il 2014 si prefigura come un anno al di sotto delle aspettative sia per i Paesi avanzati che per le economie emergenti, con una crescita del PIL mondiale stimata ancora inferiore al 3%. Nonostante ciò, il prezzo del Brent si attesta sempre al di sopra dei 100 dollari al barile, quindi sufficientemente alto da permettere alle Oil Companies di riconfermare il livello di investimenti dell'anno precedente per lo sviluppo di campi Offshore. Si è

però ridimensionata la spesa prevista in Asia-Pacifico, e in particolare in Australia, dove le significative escalation dei costi sui progetti in corso stanno portando a ritardare l'assegnazione di nuovi contratti.

Nel 2014 gli sviluppi sottomarini confermano il significativo trend di crescita degli ultimi anni. Dopo i recenti grandi progetti nel Mare del Nord degli ultimi anni, tra i quali Goliat di Eni è in fase avanzata, quest'anno i più alti livelli di attività si registrano in Africa Occidentale e Sud America. In Nigeria si continua a sviluppare Usan (Sinopec), in Angola i campi PSVM (BP) e GiRri (Total), mentre in Brasile proseguono i lavori su Parque das Baleias e Marlim Sul, entrambi di Petrobras. Il progetto relativo allo sviluppo sottomarino di Kaombo in Angola rimane tra i più rappresentativi assegnati nell'anno, dato che costituisce un precedente per complessità e dimensioni, mentre entro la fine dell'anno è attesa l'assegnazione del pacchetto SURF del progetto Gendalo/Gehem in Indonesia. La grande attività registrata nel Sud Atlantico quest'anno sta portando anche una crescita sostenuta delle attività in acque profonde e ultra-profonde.

Per quanto riguarda le condotte di piccolo diametro, si assiste a un aumento del numero dei chilometri installati. L'area dell'Asia-Pacifico, molto attiva grazie anche a progetti grandi di cui alcuni in fase conclusiva, cresce in misura limitata, e molte delle installazioni precedentemente previste per quest'anno, a oggi non sono state ancora assegnate. Al contrario, Sud America e Africa Occidentale sono le aree dove si registrano gli aumenti più significativi in termini di chilometri posati. Per questo motivo si assiste complessivamente a una grande crescita nel segmento delle acque ultra-profonde: sono principalmente i progetti in Brasile, come Roncador e Iracema (Petrobras) attualmente in fase esecutiva, che descrivono un mercato sempre più orientato su contesti sfidanti.

Per le condotte di grosso diametro risulta invece molto significativa l'attività in America Latina e in Asia-Pacifico, con la linea Ichthys Gas Export (Inpex) tra le più lunghe in esecuzione nel 2014. Le grandi condotte continuano a essere destinate quasi esclusivamente ai bassi fondali, ma i numerosi progetti in corso in Brasile o la grande condotta South Stream faranno crescere sensibilmente i chilometri posati in acque profonde e ultra-profonde. Nell'area del Golfo del Messico, dopo l'intensa attività operativa degli ultimi anni, nel 2014 si sta assistendo a un lieve calo.

Il settore delle installazioni delle piattaforme fisse mostra alcuni segni di rallentamento, proiettandosi al di sotto dei volumi raggiunti l'anno scorso. A risentirne maggiormente è l'area dell'Asia-Pacifico, nella quale è in atto una significativa contrazione delle attività, dopo i grandi progetti conclusi nel 2013.

Nel settore delle FPSO la domanda si conferma sui buoni livelli raggiunti l'anno scorso. Cinque unità sono state già ordinate nel corso del 2014, tre delle quali destinate alla sola Angola (Kaombo 1 e 2, East Hub), e si stima comunque che entro la fine dell'anno si possa raggiungere un numero di assegnazioni superiore alle dieci unità. In Brasile, nonostante le grandi aspettative, le attività stanno registrando un rallentamento e molte delle iniziative previste sono state posticipate da Petrobras. A ciò si aggiungono i ritardi subiti da

molto progetti in corso nell'area, anche per via di una capacità locale non in grado di soddisfare la crescente domanda.

Il mercato delle FLNG, dopo aver dato segnali molto positivi negli anni passati, soffre di continui ritardi nell'iter di assegnazioni in tutte le aree di attività. Comunque il 2014 ha visto la recente assegnazione del progetto Rotan FLNG (Petronas), portando così a quattro le unità attualmente in cantiere, e sono in corso numerose iniziative in fase di progettazione concettuale molto avanzata, o addirittura in attesa di essere sanzionate. Tra questi ultimi progetti ci sono quello di Lavaca Bay negli Stati Uniti (Excelerate) e quattro in Australia, di cui Scarborough è quello di dimensioni maggiori per capacità di trattamento.

Le acquisizioni

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

- per conto Total, in Angola, il progetto Kaombo di tipo EPCI, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e messa in servizio di due mezzi FPSO (Floating Production Storage and Offloading). Inoltre un contratto di sette anni per i servizi di gestione e manutenzione dei due mezzi;
- per conto South Stream Transport BV, in Russia:
 - il contratto che prevede le attività di ingegneria, di installazione e la costruzione della prima linea del gasdotto sottomarino South Stream, che attraverserà il Mar Nero dalla Russia alla Bulgaria, oltre ai tratti in acque poco profonde, le shore crossing, i landfall e le connesse facility per le quattro condotte. La linea verrà posata dalla Saipem 7000;
 - il contratto che prevede le attività di supporto alla costruzione della seconda linea del gasdotto sottomarino South Stream, inclusi l'ingegneria, il coordinamento dei cantieri di stoccaggio, la predisposizione degli attraversamenti sottomarini dei tubi e il collegamento del gasdotto sottomarino alle sezioni di approdo attraverso i "tie ins";
- per conto BP, in Azerbaijan, un contratto T&I per il trasporto e l'installazione di jacket e topside, sistemi di produzione e le strutture sottomarine per lo sviluppo della Fase 2 del campo Shah Deniz;
- per conto Petrobras, in Brasile, il progetto Lula Norte, Lula Sul e Lula Extremo Sul, di tipo EPCI, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di tre condotte sottomarine;
- per conto Eni, il contratto di tipo EPCI, in Indonesia, per una Floating Production Unit (FPU), unità di produzione galleggiante destinata allo sviluppo del progetto del Jangkrik Complex. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e fabbricazione della FPU, oltre all'installazione del sistema di ancoraggio e alla sua connessione all'unità di produzione galleggiante e all'avvio degli impianti di produzione;
- per conto Eni E&P, in Italia, il contratto T&I, che prevede il trasporto e l'installazione di una piattaforma e una condotta sottomarina nel Mar Mediterraneo;
- per conto di Aker Solutions, in Congo, per la fabbricazione di strutture sottomarine, tra cui quelle di ancoraggio, per il progetto Moho.

Gli investimenti

Nel comparto Engineering & Construction Offshore gli investimenti del semestre sono principalmente riconducibili al proseguimento delle attività di costruzione della nuova base in Brasile, ai lavori di rimessa in classe della nave da sollevamento Saipem 3000, oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti.

Le realizzazioni

Di seguito si riportano i maggiori e più significativi progetti in esecuzione o completati nel corso del primo semestre 2014.

In Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco:

- è in corso la campagna di installazione nell'ambito del contratto **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; nell'ambito dello stesso sono in corso le operazioni relative al nuovo scopo del lavoro che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, trasporto, installazione e messa in servizio di due trunkline nei campi di Arabiyah e Hasbah;
- nell'ambito del **Long Term Agreement**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, trasporto e installazione di strutture, piattaforme e condotte, sono terminate le attività di costruzione dei due jacket e sono in corso le attività di installazione di cinque pipeline e dei due jacket, e la costruzione e l'installazione di tre deck;
- sono iniziate le attività relative al contratto **Marjan Zuluf**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, trasporto e installazione di nuove strutture a mare, tra le quali tre piattaforme, tre jacket, condotte e cavi sottomarini associati alle piattaforme.

In Iraq, per conto South Oil Co, proseguono le attività nell'ambito del progetto **Iraq Crude Oil Export Expansion - Fase 2**, che ha come scopo l'espansione del Basra Oil Terminal. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di una Piattaforma Centrale di Convoglio e Misurazione (CMMP), oltre che delle strutture connesse.

In Estremo Oriente:

- proseguono le attività relative al progetto **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;
- per conto Inpex Masela Ltd, in Indonesia, proseguono le attività di ingegneria e di design relative al progetto per **Masela FLNG**, che prevede le attività di Front-end Engineering and Design (FEED);
- per conto Eni, in Indonesia, sono in corso le attività relative al progetto EPCI **Jangkrik**. Il contratto prevede le attività di inge-

gneria, approvvigionamento e fabbricazione della FPU, oltre all'installazione del sistema di ancoraggio e alla sua connessione all'unità di produzione galleggiante e all'avvio degli impianti di produzione.

Per conto INPEX, proseguono in Australia le attività di ingegneria e preparazione logistica relative al progetto **Ichthys LNG**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e installazione di una condotta sottomarina che collegherà la Central Processing Facility offshore con l'impianto di trattamento a terra, presso Darwin.

In Africa Occidentale:

- sono terminate le attività relative al contratto **Bonga North West**, per conto Shell Nigeria Exploration and Production Co Ltd (SNEPCo), al largo delle coste nigeriane. I lavori riguardavano 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;
- per conto Total Upstream Nigeria Ltd, in Nigeria, sono in corso le attività relative al contratto di tipo EPCI per lo sviluppo sottomarino del campo di **Egina**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in servizio di condotte sottomarine per la produzione di idrocarburi e l'esportazione del gas, strutture di collegamento flessibili e cavi ombelicali;
- per conto MPNU (Mobil Producing Nigeria ULTD), in Nigeria, sono in corso le attività relative al progetto **Usari Idoho**, che prevede le attività di trasporto e installazione di una condotta, in acque poco profonde, che collegherà le piattaforme Idoho e Usari;
- per conto Cabinda Gulf Oil Co Ltd (CABGOC), in Angola, proseguono i lavori nell'ambito del progetto **Mafumeira 2**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in opera di infrastrutture URF (umbilical, riser e flowline) e gasdotti di esportazione;
- per conto ExxonMobil, in Angola, sono in corso le attività relative al progetto **Kizomba Satellite Phase 2** presso i cantieri di Soyo e Ambriz. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di condotte sottomarine di produzione e iniezione d'acqua, cavi rigidi di collegamento e altre installazioni sottomarine;
- per conto Total Exploration and Production, in Angola, proseguono le attività relative al contratto **GirRI (Girassol Resources Initiatives)**, nel Block 17, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in servizio delle modifiche del topside del sistema di pompaggio sulle FPSO esistenti Girassol e Dalia;
- per conto Eni Congo, in Congo, sono in corso le attività relative a due contratti WP4 e WP10, che prevedono le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e trasporto del **Litchendjili jacket**, dei piles e delle relative pertinenze;
- per conto Total, in Angola, sono iniziate le attività di project management e approvvigionamento relative al **Kaombo**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e messa in servizio di due mezzi FPSO (Floating Production Storage and Offloading);

- per conto Hyundai Heavy Industries, sono in corso le attività relative al progetto **Hyundai Moho** per la fabbricazione di infrastrutture marine in Congo. Il contratto prevede le attività di fabbricazione delle condotte guida, dei pali di ancoraggio e delle strutture di ormeggio di una tension leg platform;
- per conto CABGOC, sono iniziate le attività relative alla terza campagna di installazione relativa al progetto **Congo River Crossing Pipeline**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di tre condotte e flange sottomarine, oltre a lavori di interro e attraversamento. Il progetto viene eseguito al largo delle coste dell'Angola e della Repubblica Democratica del Congo.

In Egitto, per conto Burullus Gas Co, proseguono le attività relative al progetto che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, installazione, operazioni preliminari e messa in servizio di strutture sottomarine nella **West Delta Deep Marine Concession**.

Nel Mare del Nord:

- per conto Dong E&P, nel settore danese del Mare del Nord, proseguono le attività relative al progetto **Hejre**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e installazione di due condotte che collegheranno il campo Hejre con la relativa piattaforma;
- per conto GDF Suez, nel Regno Unito, sono in corso le attività finali di collegamento dell'ombelicale relative al progetto **Cygnus phase 2**, che prevedeva le attività di installazione di una condotta sottomarina, una di esportazione e dei relativi sistemi ombelicali nel bacino del Southern Gas;
- per conto Det Norske Oljeselskap ASA, proseguono le attività relative al progetto che prevede il trasporto e l'installazione del **jacket Ivar Aasen** e il **topside** nel settore norvegese del Mare del Nord;
- per conto Talisman Energy Ltd, sono in corso le attività relative al progetto **MonArb**, che prevede le attività di trasporto e installazione di un jacket, un topside, bridge e flare;
- tramite l'utilizzo del mezzo Saipem 7000 sono state installate varie strutture per conto ConocoPhillips (**Eldfisk**) e per conto Statoil (**Lundin** e **Statoil decommissioning**).

In Russia:

- per conto Lukoil-Nizhnevolzhskneft, sono in corso le attività relative al progetto **Filanovsky**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di un oleodotto e un gasdotto a una profondità massima di sei metri, nonché le relative condotte a terra che collegheranno il blocco dei riser nel campo marino alle valvole di chiusura a terra. Sono in corso le attività relative allo scopo contrattuale aggiuntivo che prevede le attività di trasporto e installazione di quattro piattaforme;
- per conto South Stream Transport BV, sono iniziate le attività relative al progetto **South Stream**, che prevede le attività di ingegneria, di installazione e la costruzione della prima linea del gasdotto sottomarino che attraverserà il Mar Nero dalla Russia alla Bulgaria.

In Azerbaijan, per conto BP Exploration (Caspian Sea) Ltd, nell'ambito del progetto **Under Water Operation**, 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 terminate le attività di trasporto e installazione di un jacket e del relativo topside.

In Kazakhstan:

- per conto Agip KCO, nell'ambito del programma per lo sviluppo del giacimento Kashagan, sono in corso le attività di supporto logistico nell'ambito del progetto **Hook-Up and Commissioning**, che prevede la connessione e la messa in opera delle strutture a mare. Sono terminate le attività di prefabbricazione e il completamento di moduli da svolgersi presso il cantiere di Kuryk;
- per conto Teniz Burgylau LLP, proseguono le attività, in consorzio con **Keppel Kazakhstan Llp**, di costruzione, allestimento e messa in servizio di un jack-up;
- per conto Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, sono in corso le attività relative al progetto **EP Clusters 2 and 3**, nell'ambito dello sviluppo del campo di Kashagan, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e trasporto di tre moduli topside per la raccolta e la produzione degli idrocarburi;
- per conto North Caspian Production Operations Co BV, sono in corso le attività per la fornitura del progetto **Major Maintenance Services**. Il contratto prevede la fornitura di manutenzione e servizi per impianti offshore (isola D) e onshore (OPF).

Inoltre, in Kazakhstan, per conto Agip KCO (agente del consorzio partecipato da Eni, ExxonMobil, Shell, Total e KazMunayGas con il 16,81% ciascuno, e da CNPC e Inpex con quote minori), Saipem ha eseguito e concluso nel 2010, sulla base di specifiche del committente, il progetto **Trunkline and Production Flowlines**, che prevedeva le attività di ingegneria, posa e messa in servizio di condotte approvvigionate dal committente da due diversi fornitori, cavi in fibra ottica e ombelicali. A seguito del rilevamento di perdite in un tratto delle condotte a terra, il cliente ha richiesto a Saipem di intervenire in garanzia. Saipem, confortata anche dal parere di qualificati consulenti legali esterni, non si ritiene obbligata all'esecuzione di tali opere essendo scaduto il periodo di garanzia e avendo ottenuto l'accettazione dell'opera eseguita nell'ottobre 2010, accettazione che porta il termine del periodo di garanzia a ottobre 2011. Saipem ha invitato il cliente a indagare su possibili responsabilità in altre aree (gestione della pipeline da parte del committente dopo la consegna, inadeguate specifiche previste dal committente, inadeguata qualità dei tubi). Allo stato attuale non è iniziato alcun contenzioso.

Nel Golfo del Messico:

- per conto Discovery Producers Llc, sono terminate le attività relative al progetto **Keathley Canyon Connector**, che prevedeva il trasporto e l'installazione di una condotta per l'esportazione di gas;
- per conto Enbridge Big Foot Oil Export Lateral, sono quasi terminate le attività relative al progetto **Big Foot**, che prevede le attività di ingegneria, procurement, costruzione, trasporto e installazione di una condotta per il gas;

- per conto Chevron, sono terminate le attività di posa relative al progetto **Jack Saint Malo**, che prevedeva le attività di trasporto e installazione di una condotta di esportazione che collegherà la piattaforma galleggiante Jack Saint Malo;
- per conto William's Field Services - Gulf Coast Co LP, sono quasi terminate le attività relative al progetto **William's Gulfstar**, che prevede le attività di trasporto e installazione di un topside;
- per conto **Dragados**, in Messico, sono iniziate le attività relative ai due contratti per il trasporto e l'installazione di due piattaforme marine nelle acque messicane del Golfo del Messico. Le piattaforme saranno installate con la tecnica del floatover eseguita per la prima volta nel Golfo del Messico;
- per conto **Permaucto SA de Cv**, sono iniziate le attività di installazione di 3 decks e 1 piattaforma nel Golfo de Campeche.

In Brasile, per conto Petrobras:

- proseguono le attività relative al contratto **P55-SCR**, che prevede le attività di 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;
- proseguono le attività all'interno del contratto per la realizzazione del gasdotto **Rota Cabiúnas**, nella regione Pre-Salt del bacino di Santos. Lo sviluppo prevede l'ingegneria e l'approvvigionamento delle strutture sottomarine e l'installazione di una condotta gas a una profondità d'acqua massima di 2.200 metri. Il gasdotto collegherà il Collettore Centrale nel campo di Lula, nel bacino di Santos, all'impianto di trattamento a terra di Cabiúnas, situato nel distretto di Macaé, nello Stato di Rio de Janeiro;
- proseguono le attività relative al progetto **Sapinhoà Norte and Cernambi Sul**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in servizio di un collettore sottomarino per il sistema di raccolta del campo Sapinhoà Norte e un collettore per i sistemi di esportazione del gas dei campi Sapinhoà Norte e Cernambi Sul; proseguono le attività preparatorie relative al progetto **Sapinhoà Norte e Iracema Sul**;

- sono quasi terminate le attività relative al progetto **Lula NE Cernambi**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di una condotta per il trasporto del gas nel bacino di Santos.

In Venezuela:

- per conto Cardon IV, proseguono le attività per lo sviluppo del progetto **Perla EP**, che prevede il trasporto e l'installazione di tre piattaforme e tre condotte;
- per conto PDVSA, proseguono le attività relative al contratto per la realizzazione della condotta **Dragon - CIGMA**, che prevede il trasporto e l'installazione di un gasdotto che collegherà la piattaforma gas Dragon con il complesso CIGMA.

In Italia:

- per conto **OLT Offshore LNG Toscana**, sono quasi terminate le attività di conversione della nave gasiera Golar Prost. Il contratto prevede la conversione della nave gasiera messa a disposizione dal cliente, nonché la realizzazione di tutte le opere a mare necessarie per l'installazione e la messa in servizio dell'impianto;
- per conto Eni E&P, sono iniziate le attività relative al contratto che prevede, nell'ambito della **Campagna Mare 2014**, il trasporto e l'installazione di una piattaforma e una condotta sottomarina nel Mar Mediterraneo.

Nel segmento "Leased FPSO", nel corso primo semestre 2014 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 **FPSO 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 2014

Saipem 7000	Nave semisommersibile autopropulsa a posizionamento dinamico per il sollevamento di strutture fino a 14.000 tonnellate e la 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, dotata di una torre di varo a "J" con capacità di ritenuta fino a 550 tonnellate (incremento in corso a 750 tonnellate) per la posa di condotte fino a 22 pollici di diametro oltre i 2.000 metri di profondità, con capacità di sollevamento fino a 600 tonnellate.
Saipem FDS 2	Nave a posizionamento dinamico per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde, dotata di una torre di varo a "J" con capacità di ritenuta fino a 2.000 tonnellate per il varo per la posa di condotte del diametro massimo di 36 pollici, predisposta per la posa di condotte dello stesso diametro con la tecnica a "S" e con capacità di sollevamento fino a 1.000 tonnellate.
Castoro Sei	Nave 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.
Castorone	Nave posatubi autopropulsa a posizionamento dinamico in grado di posare con configurazione a "S" attraverso rampa di varo di oltre 120 metri di lunghezza installata a poppa, composta di tre elementi per il varo sia in basse che alte profondità, capacità di tensionamento fino a 750 tonnellate (che può essere incrementata fino a 1.000 tonnellate), idonea per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro, con impianti di prefabbricazione a bordo per tubi in doppio e triplo giunto e capacità di stoccaggio a bordo delle stesse.
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 di supporto multiruolo, a posizionamento dinamico, per immersioni in alti fondali e per lavori offshore.
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 la posa e l'interro di condotte fino a 60 pollici di diametro in acque poco profonde.
Castoro 12	Pontone idoneo per l'installazione di condotte fino a 40 pollici di diametro in bassissimo fondale da una profondità minima di 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 l'interro e la ricopertura di condotte fino a 40 pollici di diametro in bassissimo fondale da una profondità minima di 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	Pontone per sollevamento e installazione con possibilità di lavorare adagiata sul fondo del mare, dotata di due gru cingolate, rispettivamente da 300 tonnellate e da 1.800 tonnellate.
Ersai 2	Pontone di lavoro con gru fissa per sollevamento di strutture fino a 200 tonnellate.
Ersai 3	Pontone di appoggio con magazzino, officina e uffici per 50 persone.
Ersai 4	Pontone di appoggio con officina e uffici per 150 persone.
Ersai 400	Nave alloggio 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, attualmente utilizzata per lo stoccaggio della torre per varo a "J" della Saipem 7000.
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.
S 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.

Il contesto di mercato

Il mercato E&C Onshore realizza nel primo semestre del 2014 un ottimo livello di investimenti, supportato da una stima del prodotto interno lordo mondiale in crescita, anche se lievemente al di sotto delle aspettative, e da un prezzo del petrolio relativamente alto. La crescente domanda di prodotti petroliferi e petrolchimici porta a un mercato dell'energia in costante fermento, alimentato dalla continua abbondanza di gas e petrolio non convenzionale e da una "spare capacity" degli impianti che si sta progressivamente assottigliando, anche per fattori geopolitici.

Diversi Paesi proveranno a replicare i successi avuti dal Nord America nel non convenzionale, con conseguenti investimenti nel segmento upstream in primis. Tuttavia la crescita in altre aree geografiche, come la Cina, non potrà essere comparabile a quella degli Stati Uniti, dove la rete di infrastrutture esistenti, la forte domanda interna e il contesto normativo favorevole costituiscono dei punti di forza unici al mondo. Tali caratteristiche hanno permesso un trend di sviluppo tale da aprire il mercato di Stati Uniti e Canada anche a politiche di export.

La domanda di gas nel mercato Asia-Pacifico è in crescita e questo attrae gli investimenti di nuovi impianti LNG, soprattutto in Australia, dove però si assiste a un significativo rallentamento delle nuove iniziative causato dall'aumento dei costi di costruzione.

A livello mondiale, la metà degli investimenti è stata effettuata nell'area del Medio Oriente (Kuwait, Iraq, Arabia Saudita e Oman), in particolare nel segmento della Raffinazione, e del Nord America (USA e Canada). Altri importanti investimenti si sono registrati in area CSI (Russia, Turkmenistan e Azerbaijan), nei segmenti LNG, Petrochimica e Pipeline, ed Europa (Turchia), con l'assegnazione di una grossa pipeline. Progetti importanti sono stati assegnati in

Asia-Pacifico (Cina e India), Sud America (Perù e Brasile) e Africa Centrale (Camerun).

Il mercato è attualmente influenzato da differenti fattori come quelli geopolitici o quelli legati alla crescente complessità dei progetti. Fra i fattori geopolitici si evidenzia un graduale rientro da crisi geopolitiche in diverse aree del Medio Oriente e del Nord Africa che si contrappone alla ripresa dei conflitti in Iraq oltre alle tensioni fra Russia e Ucraina che contribuiscono a mantenere alto il prezzo del gas in Europa. Anche la progressiva complessità dei mega-progetti potrebbe contribuire a rallentare l'assegnazione di nuovi contratti. Gli investimenti nel segmento **Upstream** sono confrontabili con lo stesso periodo dello scorso anno, confermando una ripresa dopo la flessione mostrata nel 2012. Il Medio Oriente dimostra ancora la sua rilevanza strategica con contratti importanti in Iraq, Emirati Arabi e Oman. Anche il Nord Africa mostra un certo movimento con l'assegnazione di progetti in Algeria.

Nel breve-medio termine il segmento Upstream mantiene sempre un buon potenziale di sviluppo legato alle scoperte di nuovi giacimenti e al conseguente sviluppo dei campi, ma diventa ancora più pressante la necessità di investire per mantenere la produzione dei campi esistenti in graduale declino. Oltre a nuovi investimenti in Medio Oriente, sono previste importanti attività nelle Americhe e in alcune aree dell'Africa.

Il segmento delle **Condotte** mostra un buon livello di investimenti grazie all'assegnazione del contratto per la costruzione di una condotta gas in Turchia (progetto Tanap - Trans-Anatolia) e del tratto in Azerbaijan legato al progetto BP - Shah Deniz Stage 2 - South Caspian Pipeline Expansion. Anche in Arabia Saudita si registra l'assegnazione di un importante contratto per la costruzione di una condotta gas.

Il segmento delle condotte è notevolmente influenzato dall'abbondanza di gas disponibile e dalla conseguente necessità di trasportarlo dai campi di produzione verso i mercati di utilizzo. Per questo motivo, negli ultimi anni, la realizzazione di nuove condotte gas o ampliamenti di condotte già esistenti è superiore a quelle che trasportano olio. Questo è un trend che si prevede continuerà ancora nel breve-medio termine, e influenzerà maggiormente tutti quei Paesi che svilupperanno giacimenti da campi non convenzionali con la necessaria conseguenza di potenziare il loro sistema di distribuzione.

Nel breve-medio termine si registrano progetti pianificati in tutte le aree geografiche di interesse. Il Nord America (Canada e Stati Uniti) è in prima linea negli investimenti seguito da aree geografiche altrettanto interessanti come Medio Oriente, Asia-Pacifico, area CSI. Non mancano comunque investimenti pianificati anche in Africa (Nord, Centro e Sud), Europa e Sud America.

Gli investimenti nel segmento **LNG** continuano a essere consistenti e con volumi in crescita. Il grosso progetto LNG in Russia, che verrà costruito nella penisola di Yamal, entra nella fase esecutiva. Il Nord America, con Stati Uniti e Canada, conferma il suo ruolo strategico nel segmento con l'assegnazione negli Stati Uniti di due con-

tratti per la costruzione di impianti LNG (il primo a Corpus Christi in Texas, società Cheniere, il secondo a Hackberry in Louisiana, società Sempra Energy). Il Canada vede invece l'assegnazione del progetto Kitimat LNG, a Bish Cove, British Columbia.

Gli investimenti in Nord America sono favoriti da una continua e costante abbondanza di gas proveniente da campi non convenzionali che permette di produrre gas naturale a basso costo. Il prezzo Henry Hub è attualmente molto più basso del prezzo del gas nei restanti mercati mondiali, e questo lascia prevedere una convenienza del gas americano anche nel breve-medio termine e un'opportunità a investire in terminali di liquefazione sempre crescente. Le aree geografiche di maggior interesse con nuovi progetti pianificati per la costruzione di impianti di liquefazione o rigassificazione sono Asia-Pacifico (Papua Nuova Guinea, Australia, Indonesia e Cina, Paesi con i maggiori investimenti dichiarati), il Nord, Centro e Sud Africa, l'area CSI (Russia), il Nord America (USA e Canada). Possibili sviluppi interessanti anche in altre aree come il Sud America, il Medio Oriente e in prospettiva l'Africa Orientale, come in Mozambico e in Tanzania.

Nel segmento della **Raffinazione** contratti importanti sono stati assegnati in diverse aree geografiche, ma è il Medio Oriente a effettuare gli investimenti maggiori, con in testa il Kuwait grazie al progetto KNPC - Clean Fuels Project 2020. Assegnazioni di contratti anche in Iraq, raffineria di Karbala, e in Arabia Saudita, nella raffineria di Jazan. Nell'area dell'Asia-Pacifico è stato assegnato un progetto per la costruzione di un impianto CTL (Coal to Liquid), che verrà costruito in Cina, a Ningdong nel Ningxia. Assegnazioni di contratti EPC anche in America Latina, in Perù, relativo alla raffineria di Talara, in Africa Centrale, in Camerun, con la fase 2 della raffineria Sonara, e in Nord America, in Canada a Edmonton.

La domanda di prodotti petroliferi continua a crescere favorendo gli investimenti. Le sempre più stringenti normative ambientali, soprattutto nei Paesi OECD (in particolare Europa), vedono il segmento della raffinazione in un costante trend di rinnovamento che costringe le raffinerie esistenti a dotarsi di processi sempre più efficienti, favorendo anche gli investimenti medio-piccoli, la chiusura di raffinerie datate e la costruzione di Mega Export Refinery nei Paesi produttori di greggio, soprattutto nell'area mediorientale. Il volume degli investimenti futuri rilevati nel breve-medio periodo è sempre considerevole e coinvolge la totalità delle aree geografiche monitorate. I maggiori investimenti pianificati sono registrati in Asia-Pacifico, Nord e Sud America e Medio Oriente. Rimangono comunque interessanti anche le rimanenti aree geografiche.

Il segmento della **Petrochimica**, dopo una flessione degli investimenti nel 2013, riprende il trend positivo iniziato nel 2012 con importanti assegnazioni in area Medio Oriente (Arabia Saudita), Nord Africa (Egitto) e area CSI (Turkmenistan).

L'aumento della domanda di prodotti petrolchimici (etilene e propilene), in particolare in Asia-Pacifico e Medio Oriente, associato a un tasso di utilizzo degli impianti sempre più stringente, favorirà la propensione a investire nel segmento sia con espansioni e/o modernizzazioni di complessi già esistenti, sia con la costruzione di nuovi complessi.

Le previsioni di progetti futuri nel breve-medio periodo sono buone, con progetti localizzati principalmente in Medio Oriente, Asia-Pacifico, Nord Africa, area CSI, Nord e Sud America.

Nel segmento dei **Fertilizzanti** si registrano le assegnazioni di un contratto in Brasile, per un impianto Ammoniaca, e uno in Iraq, per un complesso fertilizzanti. Gli investimenti nel segmento hanno un andamento ciclico e, nonostante i primi sei mesi abbiano registrato volumi modesti, la previsione di crescita della domanda mondiale nel breve-medio periodo dovrebbe favorire la costruzione di nuovi impianti.

Il segmento dei Fertilizzanti è caratterizzato anche da investimenti di medio-piccola dimensione per espansioni e modernizzazioni di complessi già esistenti.

Nuove iniziative sono state rilevate in tutte le aree di interesse. Per volumi di investimento, risultano interessanti le aree Asia-Pacifico, Nord e Sud America, Medio Oriente e l'Africa (Nord, Centro e Sud).

Il rapido sviluppo economico dei Paesi emergenti crea un nuovo e rilevante mercato per grandi **Infrastrutture** civili e portuali a cui Saipem punta in particolare nelle regioni strategiche.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative nel corso del semestre sono relative ai seguenti contratti:

- per conto Saudi Aramco, tre contratti di tipo EPC, in Arabia Saudita. I primi due contratti, relativi al progetto Jazan Integrated Gasification Combined Cycle, prevedono le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione, pre-commissioning, supporto alla messa in servizio e test di performance degli impianti. Il terzo contratto prevede la progettazione di dettaglio, l'ingegneria, l'approvvigionamento, l'installazione, la messa in servizio e l'assistenza all'avvio di due gasdotti;
- per conto CNRL (Canadian Natural Resources), tre contratti per lo sviluppo dell'Hydrotreater Phase 3 all'interno del progetto Horizon Oil Sands, nella regione di Athabasca, che prevedono le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di un'unità di desolfurizzazione combinata, di un'unità di concentrazione di acqua acida e di un'unità di recupero dello zolfo, oltre alla costruzione di strutture di supporto;
- per conto Saudi Aramco, un contratto EPC che prevede la progettazione di dettaglio, l'ingegneria, l'approvvigionamento, l'installazione, la messa in servizio e l'assistenza all'avvio per le Sezioni 4 e 5 del gasdotto Shedgum-Yanbù;
- per conto Eni Congo, un contratto che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione, trasporto e avviamento di un impianto onshore per il trattamento del flusso di alimentazione dalla piattaforma offshore Litchendjili, situata a sud di Pointe-Noire che, trasportato attraverso un gasdotto dedicato, produrrà gas trattato e stabilizzato;
- per conto del consorzio Shah Deniz, un contratto che prevede in Azerbaijan la costruzione di una condotta, l'installazione di superfici connesse; in Georgia la costruzione di una seconda condotta e le installazioni di superficie;
- per conto Versalis, in Italia, il contratto che prevede la realizzazione di una quarta linea di produzione parallela alle tre già esistenti, l'aumento della capacità produttiva delle stesse e l'adeguamento dei sistemi ausiliari dell'impianto.

Gli investimenti

Nel comparto Engineering & Construction Onshore gli investimenti del semestre sono relativi principalmente all'acquisto di equipment e al mantenimento dell'asset base.

Le realizzazioni

Di seguito si riportano i maggiori e più significativi progetti in esecuzione o completati durante il primo semestre del 2014.

In Arabia Saudita:

- per conto Saudi Aramco e Sumitomo Chemical, proseguono le attività nell'ambito del Naphtha and Aromatics Package del progetto **Rabigh II**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di due unità di trattamento: un impianto di conversione delle nafte e un complesso per la produzione di composti aromatici;
- per conto Saftco, proseguono le attività relative al contratto **Saftco V**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di un impianto per la produzione di urea, insieme alle relative unità di produzione di servizi e strutture di collegamento con gli impianti già esistenti;
- per conto dell'Emirato della Provincia della Mecca, sono terminate le attività di approvvigionamento e costruzione nell'ambito del progetto **Stormwater Drainage Program - Package 8**, che prevede le attività di approvvigionamento, installazione, costruzione e assistenza durante la messa in servizio di un nuovo impianto di scarico delle acque piovane, che servirà la parte settentrionale della città di Jeddah.

Negli Emirati Arabi Uniti:

- proseguono le attività relative al progetto, 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;
- sono continuate le attività relative al progetto, per conto Etihad Rail Co, in Abu Dhabi, per la progettazione e la realizzazione della **linea ferroviaria** che collegherà le aree di produzione di gas di Shah e Habshan, situate all'interno del Paese, con il porto di Ruwais.

In Kuwait sono continuate le attività relative al progetto, 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.

In Iraq:

- per conto Fluor Transworld Services Inc e Morning Star for General Services Llc, sono in corso le attività relative al progetto **West Qurna**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigio-

namiento, costruzione, pre-commissioning e commissioning di infrastrutture per il trattamento e l'esportazione di acqua, di una condotta e di un sistema di iniezione di acqua;

- per conto Basrah Gas Co (BGC), sono in corso le attività relative al rifacimento di due Terminal (Marine e Storage), presso l'area Um Qasr nella provincia di **Basrah**;
- per conto Morning Star for General Services Llc & ExxonMobil Iraq Ltd, proseguono le attività relative al progetto **Zubair Gathering System**, che prevede le attività di costruzione di un sistema di raccolta, di condotte e relativi collegamenti, nonché il punto di smistamento.

In Turchia, per conto Star Refinery AS, sono iniziate le attività relative al progetto **Aegean Refinery**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una raffineria.

In Algeria, per conto Sonatrach, sono terminate le attività relative ai progetti **GK3 - lotto 3, Hassi Messaoud, Menzel Ledjmet East, LNG GL3Z Arzew** e proseguono le attività "interventi in garanzia".

In Nigeria:

- per conto Dangote Fertilizer Ltd, proseguono le attività relative al progetto **Dangote** per il nuovo complesso di produzione di ammoniaca e urea da realizzarsi nello stato di Edo. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di due treni di produzione gemelli e dei relativi impianti di servizi, incluse le infrastrutture esterne all'impianto, da realizzarsi nello stato di Edo;
- per conto Total Exploration and Production Nigeria Ltd (TEPNG), proseguono le attività relative al progetto **Northern Option Pipeline**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e commissioning di una condotta che collegherà Rumuji a Imo River;
- per conto del Governo dello stato del Rivers, proseguono le attività relative al progetto, per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione del primo e secondo treno della **Centrale Elettrica Indipendente di Afam**;
- per conto Southern Swamp Associated Gas Solution (SSAGS), sono in corso le attività relative al contratto **Southern Swamp**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e messa in servizio di impianti di compressione presso quattro siti e di nuove strutture di produzione centrali in uno solo dei siti per il trattamento del gas associato raccolto;
- per conto Shell Petroleum Development Co, sono in corso le attività relative al contratto **Otumare-Saghara-Escravos Pipeline**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e messa in servizio di una rete di gasdotti, che collegherà, in un'area paludosa, le condotte di erogazione del cliente nei campi di Otumara, Saghara ed Escravos.

In Congo, per conto Eni Congo, sono in corso le attività relative al progetto **Litchendjili**, che prevede il trattamento della corrente di alimentazione proveniente dalla Piattaforma Offshore di Litchendjili e la separazione del fluido in due correnti principali: il prodotto Gas (da consegnare alla Centrale Electrique du Congo) e gli Idrocarburi Liquidi.

In Italia, per conto Rete Ferroviaria Italiana SpA (Gruppo FS), sono in corso 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 complementari, quali sistema di alimentazione elettrica, viabilità interferita, nuova viabilità e opere di mitigazione ambientale.

In Polonia, per conto Polskie Lng, proseguono le attività relative al progetto **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 terminate le attività relative al progetto **Sunrise**, che prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione delle Central Processing Facility, costituite da due impianti;
- per conto Canadian Natural Resources Ltd, sono in corso le attività relative al contratto, per le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di un impianto di arricchimento secondario all'interno del progetto **Horizon Oil Sands - Hydrotreater Phase 2**, nella regione di Athabasca, in Alberta.

In Messico:

- per conto Pemex, sono proseguite le attività nell'ambito del contratto **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;

- per conto Transcanada (Transportadora de Gas Natural de Norte - Noroeste), sono in corso, nell'ambito del progetto **El Encino**, le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di un gasdotto che collegherà El Encino (stato di Chihuahua) a Topolobampo (stato di Sinaloa). Sono incluse nel progetto due stazioni di compressione e tre di misura fiscale.

In Suriname, per conto Staatsolie, sono quasi terminate le attività relative al contratto, che prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione per l'espansione della raffineria **Tout Lui Faut**, che si trova a sud della capitale Paramaribo.

In Australia:

- per conto Gladstone LNG Operations Pty Ltd, sono quasi terminate le attività relative al contratto **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;
- per conto Chevron, nell'ambito del contratto **Gorgon LNG**, sono quasi terminate le attività di realizzazione del molo e proseguono le attività di realizzazione 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.



Drilling Offshore

Quadro generale

A giugno 2014 la flotta drilling offshore di Saipem si compone di diciassette mezzi, così suddivisi: sette unità deep-water per operazioni oltre i 1.000 metri di profondità (le drillship Saipem 10000 e Saipem 12000 e i semisommersibili Scarabeo 5, Scarabeo 6, Scarabeo 7, Scarabeo 8 e Scarabeo 9), due per operazioni in mid-water per attività fino a 1.000 metri (i semisommersibili Scarabeo 3 e Scarabeo 4), due high specification jack-up per operazioni fino a 375 piedi di profondità (Perro Negro 7 e Perro Negro 8), cinque standard jack-up per attività fino a 300 piedi (Perro Negro 2, Perro Negro 3, Perro Negro 4, Perro Negro 5 e Ocean Spur) e un barge tender rig (TAD). Tutte le unità sono di proprietà di Saipem a eccezione del jack-up Ocean Spur, mezzo noleggiato da terzi. Completano la flotta altre unità minori attive nell'offshore del Perù. La flotta drilling offshore di Saipem ha operato nel corso del primo semestre 2014 nel settore norvegese del Mare del Nord e del Mare di Barents, nel Mediterraneo, nel Mar Rosso, nel Golfo Persico, nell'offshore del Mozambico, in Africa Occidentale, nell'offshore di Ecuador e Perù.

Il contesto di mercato

Nel corso del primo semestre del 2014 si sono iniziati a registrare segnali che indicano un possibile cambiamento della situazione di mercato, sostanzialmente in crescita fino all'esercizio precedente. Se infatti da un lato gli investimenti delle oil company sono rimasti nel complesso stabili rispetto ai livelli del 2013, dall'altro i valori di rata giornaliera dei contratti assegnati ai vari drilling contractor nei primi sei mesi dell'esercizio sono stati caratterizzati invece da un trend decrescente che ha interessato prima i floater e, successivamente, anche i jack-up.

L'andamento del tasso di utilizzo ha fatto segnare nel periodo valori molto elevati e prossimi al pieno utilizzo con riferimento ai mezzi tecnologicamente più avanzati e di più recente costruzione (quali gli high specification jack-up e gli ultra deep-water floater). Per le altre tipologie (standard jack-up e mid/deep-water floater) si è invece iniziato a osservare un livello di utilizzo in calo, fenomeno che si è manifestato in particolare nei principali mercati regionali. Considerando che queste tipologie di impianti si caratterizzano per durate degli impegni contrattuali mediamente più brevi, questo dato rappresenta un ulteriore segnale di un possibile cambiamento della situazione di mercato.

L'attività di costruzione di nuove unità di perforazione offshore continua a mantenersi su livelli importanti, con 145 nuove unità in fase di realizzazione (92 jack-up, 18 semisommersibili e 35 drillship) e di cui 120 con consegna programmata entro la fine del 2015. Complessivamente solo circa 35 unità hanno già un impegno contrattuale, mentre le rimanenti 110 andranno a costituire nel breve-medio termine un significativo incremento dell'offerta di servizi di perforazione.

Nel complesso il mercato si è quindi attestato su livelli di attività piuttosto significativi, nell'attesa di un possibile cambiamento strutturale (i cui segnali sono stati precedentemente riportati) che potrebbe generare per i principali international drilling contractor opportunità per un'ulteriore crescita.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più rilevanti del periodo sono relative ai seguenti contratti:

- per conto IEOC, l'estensione per un periodo di un anno del contratto di utilizzo del semisommersibile Scarabeo 4 per operazioni in Egitto;
- per conto Saudi Aramco, l'esercizio dell'opzione contrattuale della durata di un anno relativa al jack-up Perro Negro 7 per operazioni in Arabia Saudita.

Gli investimenti

La principale attività di investimento svolta durante il periodo si riferisce alla manutenzione e alla rimessa in classe del semisommersibile Scarabeo 7; sono stati inoltre completati ulteriori interventi per rendere i mezzi adeguati alle normative internazionali e alle richieste specifiche delle società committenti.

Le realizzazioni

Nel corso del primo semestre del 2014 le unità offshore drilling di Saipem hanno realizzato 70 pozzi, per un totale di 104.461 metri perforati.

La flotta è stata impegnata nel seguente modo:

- unità deep-water: la drillship **Saipem 12000** ha continuato a operare in Angola per conto Total, mentre la drillship **Saipem 10000**, nell'ambito di un contratto pluriennale con Eni, ha svolto operazioni in Nigeria nella prima parte dell'anno e successivamente in Mozambico; il semisommersibile **Scarabeo 9** ha operato in Angola per attività per conto Eni nell'ambito di un contratto pluriennale; il semisommersibile **Scarabeo 8**, completata in gennaio l'installazione di attrezzature richieste dal cliente, ha ripreso a svolgere attività nel settore norvegese del Mare di Barents per conto Eni Norge; il semisommersibile **Scarabeo 7** è stato impegnato in operazioni di mantenimento e rimessa in classe svolti in Sud Africa; il semisommersibile **Scarabeo 6** ha operato in Egitto per conto Burullus; il semisommersibile **Scarabeo 5** ha continuato a operare nel settore norvegese del Mare del Nord per conto Statoil;
- unità mid-water: il semisommersibile **Scarabeo 4** ha proseguito le attività in Egitto nell'ambito del contratto per conto

- International Egyptian Oil Co (IEOC); il semisommergibile **Scarabeo 3** ha operato in Nigeria per conto Addax;
- high specification jack-up: l'unità **Perro Negro 8** ha continuato a operare in Italia per conto di Eni Divisione Exploration & Production; il **Perro Negro 7** ha proseguito le operazioni per conto Saudi Aramco nell'offshore dell'Arabia Saudita;
 - standard jack-up: il **Perro Negro 3** e il **Perro Negro 2** hanno proseguito le attività negli Emirati Arabi per conto NDC e il **Perro Negro 5** in Arabia Saudita per conto di Saudi Aramco; il **Perro Negro 4** ha continuato a operare nel Mar Rosso per conto Petrobel; l'**Ocean Spur**, unità gestita da Saipem e di proprietà di

- terzi, ha proseguito le operazioni in Ecuador per conto Petroamazonas;
- altre attività: in Congo, per conto di Eni Congo SA, sono proseguite le operazioni dell'unità tender assisted **TAD** e la gestione delle piattaforme di Loango-Zatchi; nell'offshore del Perù sono state svolte attività per conto Pacific Offshore Energy e Savia.

Utilizzo mezzi navali

L'utilizzo dei principali mezzi navali nel primo semestre del 2014 è stato il seguente:

Mezzo navale	N. giorni venduti
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 3	180 ⁽¹⁾
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 4	181
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 5	172 ⁽¹⁾
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 6	181
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 7	. ⁽¹⁾
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 8	175 ⁽¹⁾
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 9	162 ⁽¹⁾
Nave di perforazione Saipem 10000	181
Nave di perforazione Saipem 12000	181
Jack-up Perro Negro 2	175 ⁽¹⁾
Jack-up Perro Negro 3	181
Jack-up Perro Negro 4	181
Jack-up Perro Negro 5	181
Jack-up Perro Negro 7	179 ⁽¹⁾
Jack-up Perro Negro 8	181
Tender Assisted Drilling Unit	178 ⁽¹⁾
Ocean Spur	181

(1) Nel completamento a 181 giorni il mezzo è stato interessato da lavori di rimessa in classe e interventi di manutenzione a seguito di problematiche tecniche.



Drilling Onshore

Quadro generale

Nel corso del primo semestre del 2014 il numero di impianti drilling onshore è di centootto unità, di cui novantasette di proprietà e otto di terzi e in gestione a Saipem. Le aree di operazione sono state il Sud America (Perù, Bolivia, Colombia, Ecuador, Cile e Venezuela), l'Arabia Saudita, la regione del Caspio (Kazakhstan), l'Africa (Congo, Marocco e Mauritania), l'Europa (Italia e Ucraina) e la Turchia.

Il contesto di mercato

Nel corso del primo semestre dell'esercizio gli investimenti delle oil company hanno fatto registrare un'ulteriore crescita rispetto al 2013, confermando che il segmento Drilling Onshore sta attraversando complessivamente una fase positiva.

Negli Stati Uniti la spinta alla crescita della produzione interna è stata nel periodo ancora molto elevata, facendo toccare livelli di attività superiori a quanto segnato nell'esercizio precedente. Questo fenomeno ha riguardato sia il settore oil, sia soprattutto il settore gas (shale in particolare), quest'ultimo guidato dagli obiettivi di esportazione di LNG a partire dal 2016.

Anche nel mercato internazionale, quello in cui opera Saipem, il livello di attività si è rivelato in ulteriore crescita rispetto ai già elevati valori registrati nel 2013. Mentre Europa, Africa e Asia-Pacifico hanno confermato i buoni livelli dell'esercizio precedente, l'America Latina e il Medio Oriente hanno fatto segnare un'ulteriore significativa crescita. Più nel dettaglio, in America Latina solo il Perù ha vissuto un rallentamento rispetto al 2013, più che compensato dalla crescita dell'Argentina, mercato emergente nell'area, spinto soprattutto dall'attività shale gas. In riferimento al Medio Oriente, il Kuwait ha iniziato ad attuare un programma di sviluppo delle attività che dovrebbe portare a registrare risultati significativi nel breve-medio termine, mentre l'Arabia Saudita ha confermato l'attraversamento di una fase di crescita che ha ulteriormente rafforzato la posizione di riferimento del Paese nel segmento.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative nel corso del periodo sono state le seguenti:

- per conto Saudi Aramco, l'esercizio del periodo opzionale della durata di un anno per attività in Arabia Saudita per tre impianti già operativi nel Paese e l'assegnazione di contratti della durata di cinque anni per tre ulteriori impianti;
- per conto di vari clienti, contratti di diversa durata per operazioni di perforazione in Sud America.

Il portafoglio ordini residuo al 30 giugno 2014 comprende gli effetti della cancellazione del carico ordini relativo al contratto in Ucraina per conto Shell.

Gli investimenti

Le principali attività di investimento realizzate nel periodo hanno riguardato, nell'ambito di contratti pluriennali già acquisiti, l'approntamento di impianti per operazioni in Arabia Saudita. Sono stati inoltre effettuati interventi di miglioramento e integrazione finalizzati al mantenimento dell'efficienza operativa della flotta e al soddisfacimento di richieste specifiche delle società committenti.

Le realizzazioni

Durante il periodo sono stati realizzati 206 pozzi, per un totale di 422.263 metri perforati.

In Sud America Saipem ha operato in diversi Paesi: in **Perù** sono state svolte attività per conto di vari clienti (tra i quali Petrobras, Pluspetrol, Gran Tierra, Perenco, Savia e Interoil), con l'impiego di diciotto impianti di proprietà e la gestione di sei unità fornite dai clienti o da terzi; in **Bolivia** sono stati impiegati complessivamente quattro mezzi per attività per conto YPFB Andina, Pluspetrol e Repsol; in **Cile** sono proseguite le attività per conto ENAP con l'impiego di un mezzo; in **Colombia** sono proseguite le attività svolte per conto di vari clienti (tra i quali Equion, Canacol e Schlumberger), con l'impiego di sette unità; in **Ecuador**, per conto di vari clienti (tra i quali Agip Oil e Petroamazonas), sono state impiegate tre unità di proprietà e uno gestito; infine in **Venezuela** sono proseguite le attività per conto PDVSA che hanno visto l'impiego di ventotto unità.

In **Arabia Saudita** Saipem è stata presente con venti impianti e ha proseguito le operazioni per conto Saudi Aramco nell'ambito degli impegni contrattuali assunti.

Nella regione del Caspio Saipem ha operato in **Kazakhstan** per vari clienti (quali KPQ, Agip KCO e Zhaikmunai), con quattro impianti di proprietà e tre forniti da un partner. In **Turkmenistan** si sono completate le operazioni di mobilitazione di un impianto che opererà per conto Burren/RWE a partire dal semestre successivo.

Nel Nord Africa Saipem ha operato, rispettivamente per conto Longreach e Repsol, in **Marocco** e in **Mauritania**, con un impianto per Paese; le operazioni sono state completate e gli impianti avviati all'esecuzione di altre attività.

In Africa Occidentale Saipem ha continuato a operare in **Congo** per conto di Eni Congo SA, con l'impiego di un impianto di proprietà e la gestione di un'unità di proprietà del cliente.

Le operazioni in **Italia** sono state realizzate con il coinvolgimento di un mezzo che ha svolto attività per conto Total nell'area di Tempa Rossa. In **Ucraina** Saipem è stata presente con un impianto e ha completato le operazioni per conto Shell; sono state inoltre intraprese le operazioni di trasferimento in Arabia Saudita nell'ambito di un contratto pluriennale già acquisito.

In **Turchia** Saipem ha proseguito le attività per conto Shell con l'utilizzo di un impianto.

Utilizzo impianti

L'attività operativa ha comportato un utilizzo medio degli impianti del 95,8% (96% nel 2013); gli impianti di proprietà al 30 giugno 2014 ammontano a 97, dislocati nei seguenti Paesi: 28 in Venezuela, 22 in Arabia Saudita, 18 in Perù, 7 in Colombia, 4 in Kazakhstan, 4 in Bolivia, 3 in Ecuador, 1 in Tunisia, 1 in Turkmenistan, 2 in Cile, 1 in Congo, 2 in Italia, 1 in Mauritania, 1 in Turchia, 1 in Marocco e 1 in Ucraina. Inoltre sono stati utilizzati 6 impianti di terzi in Perù, 1 impianto di terzi in Congo e 1 impianto di terzi in Ecuador.



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'andamento 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.

In seguito all'entrata in vigore dei principi contabili IFRS 10 e IFRS 11 sono state ridefinite le regole di consolidamento delle partecipazioni del Gruppo Saipem. In particolare il principio IFRS 11 prevede che le partecipazioni in joint venture a far data dal 1° gennaio 2014 sono

consolidate con il metodo del patrimonio netto; in precedenza tali partecipazioni erano consolidate con il metodo proporzionale. I dati operativi del Gruppo sono presentati secondo le nuove regole di consolidamento; i dati dei periodi precedenti sono stati rettificati per assolvere a una finalità informativa comparativa. Per i dettagli si rimanda alla sezione "Riepiloghi degli effetti della riesposizione: schemi di bilancio".

In conformità con quanto rappresentato nei comunicati stampa e coerentemente con gli effetti derivanti dall'applicazione del principio contabile IAS 8.42 sui dati comparativi del bilancio 2012, il conto economico riesposto di Saipem del primo semestre del 2013 include ricavi pari a 245 milioni di euro, precedentemente iscritti nell'esercizio 2012.

Risultati economici

Gruppo Saipem - Conto economico

Esercizio 2013	Esercizio 2013 riesposto		Primo semestre			Var. %
			2013	2013 riesposto	2014	
12.256	11.841	Ricavi della gestione caratteristica	5.186	5.246	5.966	13,7
8	7	Altri ricavi e proventi	3	3	4	
(9.073)	(8.711)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(4.175)	(4.024)	(4.118)	
(2.320)	(2.270)	Lavoro e oneri relativi	(1.123)	(1.099)	(1.197)	
871	867	Margine operativo lordo (EBITDA)	(109)	126	655	..
(724)	(710)	Ammortamenti e svalutazioni	(359)	(351)	(362)	
147	157	Risultato operativo (EBIT)	(468)	(225)	293	..
(190)	(189)	Oneri finanziari netti	(92)	(91)	(110)	
13	2	Proventi netti su partecipazioni	8	9	17	
(30)	(30)	Risultato prima delle imposte	(552)	(307)	200	..
(106)	(106)	Imposte sul reddito	(15)	(15)	(64)	
(136)	(136)	Risultato prima degli interessi di terzi azionisti	(567)	(322)	136	..
(23)	(23)	Risultato di competenza di terzi azionisti	(8)	(8)	-	
(159)	(159)	Risultato netto	(575)	(330)	136	..

I **ricavi della gestione caratteristica** realizzati nel corso del primo semestre del 2014 ammontano a 5.966 milioni di euro, con un incremento del 13,7% rispetto a quelli del corrispondente periodo del 2013. Il **marginale operativo lordo (EBITDA)** è pari a 655 milioni di euro. Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali sono pari a 362 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre del 2013 per la piena operatività nel semestre del pipelayer Castorone e della base di Edmonton in Canada.

Il **risultato operativo (EBIT)** conseguito nel primo semestre del 2014 è pari a 293 milioni di euro. I maggiori scostamenti sono dettati di seguito nell'analisi per settore di attività.

Gli oneri finanziari netti aumentano, rispetto al primo semestre del

2013, di 19 milioni di euro, principalmente a causa del maggiore indebitamento medio netto.

I proventi netti su partecipazioni, pari a 17 milioni di euro, sono in aumento rispetto al corrispondente semestre del 2013, per effetto della cessione della partecipazione ODE e dell'aumento delle quote di competenza di risultati netti di periodo delle società valutate a patrimonio netto.

Il **risultato prima delle imposte** si attesta a 200 milioni di euro. Le imposte sul reddito, pari a 64 milioni di euro, aumentano rispetto al medesimo periodo del 2013 come conseguenza principalmente dell'aumento della base imponibile.

Il **risultato netto** raggiunge l'importo di 136 milioni di euro.

Risultato operativo e costi per destinazione

Esercizio 2013	Esercizio 2013 riesposto		Primo semestre			Var. %
			2013	2013 riesposto	2014	
		(milioni di euro)				
12.256	11.841	Ricavi della gestione caratteristica	5.186	5.246	5.966	13,7
(11.584)	(11.169)	Costi della produzione	(5.400)	(5.220)	(5.435)	
(163)	(162)	Costi di inattività	(81)	(81)	(61)	
(145)	(142)	Costi commerciali	(68)	(67)	(70)	
(14)	(14)	Costi di ricerca e sviluppo	(7)	(7)	(5)	
(15)	(14)	Proventi (oneri) diversi operativi netti	(8)	(8)	(8)	
(188)	(183)	Spese generali	(90)	(88)	(94)	
147	157	Risultato operativo (EBIT)	(468)	(225)	293	..

Il Gruppo Saipem ha conseguito nel primo semestre del 2014 **ricavi della gestione caratteristica** di 5.966 milioni di euro, con un incremento di 720 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2013. 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 5.435 milioni di euro, con un incremento di 215 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2013.

I costi di inattività sono diminuiti di 20 milioni di euro.

I costi commerciali, pari a 70 milioni di euro, sono in linea con il corrispondente periodo del 2013.

Le spese di ricerca rilevate tra i costi di gestione registrano un decremento di 2 milioni di euro.

Le spese generali, pari a 94 milioni di euro, registrano un incremento di 6 milioni di euro.

Analizzando i risultati espressi dalle principali attività:

Engineering & Construction Offshore

Esercizio 2013	Esercizio 2013 riesposto		Primo semestre		
			2013	2013 riesposto	2014
		(milioni di euro)			
5.256	5.146	Ricavi della gestione caratteristica	2.210	2.166	3.184
(4.888)	(4.772)	Costo del venduto	(2.177)	(2.138)	(2.857)
368	374	Margine operativo lordo (EBITDA)	33	28	327
(293)	(283)	Ammortamenti e svalutazioni	(140)	(135)	(147)
75	91	Risultato operativo (EBIT)	(107)	(107)	180

I ricavi del primo semestre del 2014 ammontano a 3.184 milioni di euro, con un incremento del 47% rispetto al corrispondente periodo del 2013, riconducibile principalmente ai maggiori volumi sviluppati in Africa Occidentale, America Centro Meridionale e Medio Oriente. L'incremento del costo del venduto, pari a 719 milioni di euro, rispetto al primo semestre del 2013, coerentemente con i maggiori volumi. Gli ammortamenti risultano superiori di 12 milioni di euro rispetto a quanto consuntivato nel medesimo periodo del 2013, principalmente per effetto della piena operatività nel periodo del pipelayer Castorone.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2014 ammonta a 180 milioni di euro, pari al 5,7% dei ricavi, rispetto a -107 milioni di euro del corrispondente periodo del 2013. L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al 10,3% rispetto all'1,3% del corrispondente periodo del 2013.

Il deconsolidamento delle joint venture, considerato nei risultati al 30 giugno 2014, ha un impatto negativo di 99 milioni di euro sui ricavi e negativo di 6 milioni di euro sull'utile operativo essenzialmente riconducibile all'attività svolta in Angola (impatto negativo di 44 milioni di euro di ricavi e nessun impatto sul risultato operativo nel corrispondente periodo del 2013).

Engineering & Construction Onshore

Esercizio 2013	Esercizio 2013 ⁽¹⁾ riesposto		Primo semestre		
			2013	2013 ⁽¹⁾ riesposto	2014
		(milioni di euro)			
5.076	4.797	Ricavi della gestione caratteristica	2.001	2.118	1.890
(5.445)	(5.174)	Costo del venduto	(2.579)	(2.455)	(1.952)
(369)	(377)	Margine operativo lordo (EBITDA)	(578)	(337)	100
(31)	(27)	Ammortamenti e svalutazioni	(17)	(14)	(19)
(400)	(404)	Risultato operativo (EBIT)	(595)	(351)	(81)

[1] Oltre all'effetto del deconsolidamento delle joint venture per l'entrata in vigore dei nuovi principi contabili, il dato comprende 245 milioni di euro di ricavi e margine relativi alla riesposizione derivante dall'applicazione del principio contabile IAS 8.42.

I ricavi del primo semestre del 2014 ammontano a 1.890 milioni di euro, con un decremento del 10,8% rispetto al corrispondente periodo del 2013, riconducibile principalmente ai minori volumi sviluppati in Medio Oriente e Africa del Nord, in parte compensati da maggiori volumi sviluppati in Africa Occidentale e America del Sud. Anche il costo del venduto, pari a 1.952 milioni di euro, diminuisce rispetto al corrispondente periodo del 2013.

Gli ammortamenti risultano pari a 19 milioni di euro e registrano un aumento di 5 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2013 per la piena operatività della base di Edmonton in Canada.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2014 ammonta a -81 milioni di euro, rispetto a -351 milioni di euro del corrispondente periodo del 2013. Il risultato è essenzialmente riconducibile alle fasi iniziali dei nuovi progetti operativi che non consentono di assorbire i costi indiretti della Business Unit.

Il deconsolidamento delle joint venture, considerato nei risultati al 30 giugno 2014, ha un impatto negativo di 25 milioni di euro sui ricavi e negativo di 2 milioni di euro sull'utile operativo essenzialmente riconducibile all'attività svolta in Turchia (impatto negativo di 128 milioni di euro di ricavi e 1 milione di euro sull'utile operativo nel corrispondente periodo del 2013).

Drilling Offshore

Esercizio	2013		Primo semestre	
			2013	2014
		(milioni di euro)		
1.177		Ricavi della gestione caratteristica	608	556
(539)		Costo del venduto	(285)	(278)
638		Margine operativo lordo (EBITDA)	323	278
(259)		Ammortamenti e svalutazioni	(131)	(123)
379		Risultato operativo (EBIT)	192	155

I ricavi del primo semestre del 2014 ammontano a 556 milioni di euro, con un decremento dell'8,6% rispetto al corrispondente periodo del 2013, riconducibile principalmente alla minore attività delle piattaforme semisommersibili Scarabeo 7 e Scarabeo 9, interessate da lavori di approntamento.

Il costo del venduto, pari a 278 milioni di euro, è pressoché in linea rispetto al corrispondente periodo del 2013, per effetto del fermo della piattaforma semisommersibile Scarabeo 7.

Gli ammortamenti diminuiscono di 8 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2013.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2014 ammonta a 155 milioni di euro, rispetto a 192 milioni di euro del corrispondente periodo del 2013, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 31,6% al 27,9%.

L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al 50%, inferiore di tre punti percentuali rispetto al 53,1% del corrispondente periodo del 2013.

Drilling Onshore

Esercizio	Esercizio		Primo semestre		
			2013	2013	2014
		(milioni di euro)			
747	721	Ricavi della gestione caratteristica	367	354	336
(513)	(489)	Costo del venduto	(254)	(242)	(224)
234	232	Margine operativo lordo (EBITDA)	113	112	112
(141)	(141)	Ammortamenti e svalutazioni	(71)	(71)	(73)
93	91	Risultato operativo (EBIT)	42	41	39

I ricavi del primo semestre del 2014 ammontano a 336 milioni di euro, con un decremento del 5,1% rispetto al corrispondente periodo del 2013, riconducibile principalmente alla minor attività in Algeria. Il costo del venduto, coerentemente con il decremento dei ricavi, registra una diminuzione del 7,4% rispetto al primo semestre del 2013. Gli ammortamenti, pari a 73 milioni di euro, sono in linea rispetto al corrispondente periodo del 2013.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2014 ammonta a 39 milioni di euro, rispetto a 41 milioni di euro del corrispondente periodo del 2013, con un'incidenza sui ricavi pari all'11,6%.

L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al 33,3%, rispetto al 31,6% del corrispondente periodo del 2013.

Il deconsolidamento delle joint venture, considerato nei risultati al 30 giugno 2014, ha un impatto negativo di 13 milioni di euro sui ricavi e negativo di 1 milione di euro sull'utile operativo essenzialmente riconducibile all'attività svolta in Kazakistan (impatto negativo di 13 milioni di euro di ricavi e 1 milione di euro di margine nel corrispondente periodo del 2013).

Gli impianti della joint company SaiPar non vengono di conseguenza inseriti nell'elenco degli impianti utilizzati per le attività operative.

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.

30.06.2013	30.06.2013 riesposto	(milioni di euro)	31.12.2013	31.12.2013 riesposto	30.06.2014
8.389	8.323	Attività materiali nette	7.972	7.912	7.910
756	755	Attività immateriali nette	758	758	759
9.145	9.078		8.730	8.670	8.669
4.126	4.066	- Engineering & Construction Offshore	3.849	3.793	3.804
579	572	- Engineering & Construction Onshore	589	585	590
3.482	3.482	- Drilling Offshore	3.351	3.351	3.332
958	958	- Drilling Onshore	941	941	943
123	172	Partecipazioni	126	158	169
9.268	9.250	Capitale immobilizzato	8.856	8.828	8.838
103	194	Capitale di esercizio netto	828	895	1.308
(263)	(251)	Fondo per benefici ai dipendenti	(233)	(219)	(221)
9.108	9.193	Capitale investito netto	9.451	9.504	9.925
4.418	4.418	Patrimonio netto	4.652	4.652	4.773
120	120	Capitale e riserve di terzi	92	92	48
4.570	4.655	Indebitamento finanziario netto	4.707	4.760	5.104
9.108	9.193	Coperture	9.451	9.504	9.925
1,01	1,03	Leverage (indebitamento/patrimonio netto)	0,99	1,00	1,06
441.410.900	441.410.900	N. azioni emesse e sottoscritte	441.410.900	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. 59.

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 2014 a 8.838 milioni di euro, con un incremento di 10 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013. L'incremento deriva da investimenti per 331 milioni di euro; dalla variazione positiva delle partecipazioni valutate al patrimonio netto per 13 milioni di euro, da ammortamenti per 362 milioni di euro, da disinvestimenti per 3 milioni di euro e dall'effetto positivo derivante principalmente dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera e altre variazioni per 31 milioni di euro.

Il **capitale di esercizio netto** aumenta di 413 milioni di euro, passando da un valore positivo di 895 milioni di euro al 31 dicembre 2013 a un valore positivo di 1.308 milioni di euro al 30 giugno 2014.

Il **fondo per benefici ai dipendenti** ammonta a 221 milioni di euro, con un incremento di 2 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013.

A seguito di quanto prima analizzato il **capitale investito netto** aumenta di 421 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2014, a 9.925 milioni di euro, rispetto a 9.504 milioni di euro del 31 dicembre 2013.

Il **patrimonio netto**, compresa la quota attribuibile alle minoranze, aumenta di 77 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2014, a 4.821 milioni di euro, rispetto a 4.744 milioni di euro del 31 dicembre 2013. L'incremento è riconducibile all'effetto positivo del risultato netto del periodo pari a 136 milioni di euro, dalla distribuzione di dividendi per 44 milioni di euro, dall'effetto negativo della variazione della valutazione al fair value degli strumenti derivati di copertura del rischio di cambio e commodity per 31 milioni di euro, nonché dall'effetto positivo sul patrimonio netto derivante dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera e da altre variazioni per 16 milioni di euro.

L'incremento del capitale investito netto, superiore all'aumento del patrimonio netto, determina la crescita dell'indebitamento finanziario netto che al 30 giugno 2014 raggiunge i 5.104 milioni di euro, rispetto a 4.760 milioni di euro del 31 dicembre 2013 (+344 milioni di euro).

Composizione indebitamento finanziario netto

30.06.2013	30.06.2013 riesposto		31.12.2013	31.12.2013 riesposto	30.06.2014
		(milioni di euro)			
(1)	(1)	Crediti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	(1)	(1)	(1)
241	241	Debiti verso banche esigibili oltre l'esercizio successivo	200	200	-
3.971	3.971	Debiti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	2.659	2.659	3.125
4.211	4.211	Indebitamento finanziario netto a medio/lungo termine	2.858	2.858	3.124
(1.527)	(1.443)	Depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo	(1.348)	(1.295)	(1.393)
-	-	Titoli disponibili per la vendita	(26)	(26)	-
(6)	(5)	Denaro e valori in cassa	(4)	(4)	(8)
(75)	(75)	Crediti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	(30)	(30)	(55)
179	179	Debiti verso banche esigibili entro l'esercizio successivo	192	192	465
1.788	1.788	Debiti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	3.065	3.065	2.971
359	444	Indebitamento finanziario netto a breve termine	1.849	1.902	1.980
4.570	4.655	Indebitamento finanziario netto	4.707	4.760	5.104

Le attività (passività) connesse al fair value dei contratti derivati sono rappresentate nelle "Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato" 7 "Altre attività correnti" e 18 "Altre passività correnti".

Per la suddivisione per valuta dell'indebitamento finanziario lordo di 6.561 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 del conto economico complessivo

	Primo semestre		
	2013	2013 riesposto	2014
	(milioni di euro)		
Utile (perdita) netto del periodo	(567)	(322)	136
Altre componenti del conto economico complessivo:			
- variazione del fair value derivati cash flow hedge (*)	(112)	(112)	(48)
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(21)	(21)	19
- quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	(1)
- effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	16	16	17
Totale altre componenti del conto economico complessivo	(117)	(117)	(13)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(684)	(439)	123
Di competenza:			
- Gruppo Saipem	(693)	(448)	123
- terzi azionisti	9	9	-

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

Patrimonio netto comprese interessenze di terzi azionisti

	(milioni di euro)
Patrimonio netto comprese interessenze di terzi azionisti al 31 dicembre 2013	4.744
Totale risultato complessivo di periodo	136
Dividendi distribuiti	(44)
Cessione di azioni proprie	-
Altre variazioni	(15)
Totale variazioni	77
Patrimonio netto comprese interessenze di terzi azionisti al 30 giugno 2014	4.821
Di competenza:	
- Gruppo Saipem	4.773
- terzi azionisti	48

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 2013	Esercizio 2013 riesposto		Primo semestre		
			2013	2013 riesposto	2014
(milioni di euro)					
(159)	(159)	Risultato del periodo di Gruppo	(575)	(330)	136
23	23	Risultato del periodo di terzi azionisti	8	8	-
<i>a rettifica:</i>					
664	660	Ammortamenti e altri componenti non monetari	351	341	338
(34)	(34)	(Plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni e radiazioni di attività	1	1	(3)
250	254	Dividendi, interessi e imposte	92	87	145
744	744	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di periodo	(123)	107	616
202	218	Variazione del capitale di periodo relativo alla gestione	865	621	(382)
(520)	(510)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi pagati e incassati	(243)	(229)	(184)
426	452	Flusso di cassa netto da attività di periodo	499	499	50
(908)	(902)	Investimenti tecnici	(492)	(490)	(329)
-	(7)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	-	(7)	(2)
380	380	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	42	42	7
-	-	Altre variazioni relative all'attività di finanziamento	-	-	-
(102)	(77)	Free cash flow	49	44	(274)
23	23	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	5	(4)	1
525	525	Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine	502	502	414
-	-	Cessione di azioni proprie	-	-	-
(374)	(374)	Flusso di cassa del capitale proprio	(337)	(337)	(44)
(45)	(42)	Variazioni area di consolidamento e differenze di cambio sulle disponibilità	(11)	(10)	5
27	55	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	208	195	102
(102)	(77)	Free cash flow	49	44	(274)
-	-	Cessione di azioni proprie	-	-	-
(374)	(374)	Flusso di cassa del capitale proprio	(337)	(337)	(44)
47	50	Differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	(4)	(3)	(26)
(429)	(401)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(292)	(296)	(344)

[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. 59.

Il **flusso di cassa netto da attività di periodo** pari a 50 milioni di euro ha solo parzialmente finanziato gli investimenti netti in attività materiali generando un free cash flow negativo per 274 milioni di euro.

Il **flusso di cassa del capitale proprio**, negativo per 44 milioni di euro, è riconducibile al pagamento dei dividendi da parte di **ER SAI Caspian Contractor Llc**; la differenza di cambio dell'indebitamento finanziario netto e altre variazioni hanno avuto un effetto netto negativo per 26 milioni di euro.

Pertanto l'**indebitamento finanziario netto** ha subito un aumento di 344 milioni di euro.

In particolare

Il **flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di periodo**, di 616 milioni di euro, deriva:

- dal risultato del periodo di 136 milioni di euro;
- dagli ammortamenti e svalutazioni di attività materiali e immateriali per 362 milioni di euro, dalla variazione del fondo per benefici ai dipendenti per 2 milioni di euro al netto della valutazione delle partecipazioni al patrimonio netto per 13 milioni di euro e delle altre variazioni per 13 milioni di euro;

- dalle plusvalenze nette su cessioni di attività che hanno avuto un impatto per 3 milioni di euro;
- dagli oneri finanziari netti per 81 milioni di euro e dalle imposte sul reddito per 64 milioni di euro.

La variazione negativa del capitale dell'esercizio relativa alla gestione di 382 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 del 2014 per 184 milioni di euro si riferisce principalmente al pagamento e al rimborso di imposte e all'acquisizione/cessione di crediti d'imposta.

Gli investimenti tecnici in attività materiali e immateriali ammontano a 329 milioni di euro. La suddivisione del totale investimenti per area di business è: Engineering & Construction Offshore (135 milioni di euro), Drilling Offshore (105 milioni di euro), Drilling Onshore (69 milioni di euro) ed Engineering & Construction Onshore (20 milioni di euro). Ulteriori informazioni, in ordine agli investimenti effettuati nel primo semestre del 2014, sono riportate nel commento all'andamento operativo.

Gli investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda sono pari a 2 milioni di euro.

Il flusso di cassa generato dai disinvestimenti è stato di 7 milioni di euro.

Riepiloghi degli effetti della riesposizione: schemi di bilancio

Le tabelle di seguito esposte riflettono gli effetti sullo stato patrimoniale al 31 dicembre 2013 e sul conto economico del primo e del secondo trimestre del 2013, nonché del primo semestre del 2013

della riesposizione per effetto dell'entrata in vigore dei nuovi principi contabili IFRS 10 e IFRS 11 e dell'applicazione dello IAS 8.42.

Stato patrimoniale consolidato riclassificato

30.06.2013	Impatto riesposizione	30.06.2013 riesposto	(milioni di euro)	31.12.2013	Impatto riesposizione	31.12.2013 riesposto
8.389	(66)	8.323	Immobilizzazioni materiali nette	7.972	(60)	7.912
756	(1)	755	Immobilizzazioni immateriali	758	-	758
123	49	172	Partecipazioni	126	32	158
9.268	(18)	9.250	Capitale immobilizzato	8.856	(28)	8.828
103	91	194	Capitale di esercizio netto	828	67	895
(263)	12	(251)	Fondo per benefici ai dipendenti	(233)	14	(219)
9.108	85	9.193	Capitale investito netto	9.451	53	9.504
4.418	-	4.418	Patrimonio netto	4.652	-	4.652
120	-	120	Capitale e riserve di terzi	92	-	92
4.570	85	4.655	Indebitamento finanziario netto	4.707	53	4.760
9.108	85	9.193	Coperture	9.451	53	9.504
1,01		1,03	Leverage (indebitamento/patrimonio netto + capitale di terzi)	0,99		1,00
441.410.900			N. azioni emesse e sottoscritte			441.410.900

Conto economico consolidato riclassificato per natura

Esercizio 2013	Impatto riesposizione	Esercizio 2013 riesposto	(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Impatto riesposizione	Primo semestre 2013 riesposto
12.256	(415)	11.841	Ricavi della gestione caratteristica	5.186	60	5.246
8	(1)	7	Altri ricavi e proventi	3	-	3
(9.073)	362	(8.711)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(4.175)	151	(4.024)
(2.320)	50	(2.270)	Lavoro e oneri relativi	(1.123)	24	(1.099)
871	(4)	867	Margine operativo lordo (EBITDA)	(109)	235	126
(724)	14	(710)	Ammortamenti e svalutazioni	(359)	8	(351)
147	10	157	Risultato operativo (EBIT)	(468)	243	(225)
(190)	1	(189)	Oneri finanziari netti	(92)	1	(91)
13	(11)	2	Proventi netti su partecipazioni	8	1	9
(30)	-	(30)	Risultato prima delle imposte	(552)	245	(307)
(106)	-	(106)	Imposte sul reddito	(15)	-	(15)
(136)	-	(136)	Risultato prima degli interessi di terzi azionisti	(567)	245	(322)
(23)	-	(23)	Risultato di competenza di terzi azionisti	(8)	-	(8)
(159)	-	(159)	Risultato netto	(575)	245	(330)

Rendiconto finanziario riclassificato

Esercizio 2013	Impatto riesposizione	Esercizio 2013 riesposto	(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Impatto riesposizione	Primo semestre 2013 riesposto
(159)	-	(159)	Risultato del periodo di Gruppo	(575)	245	(330)
23	-	23	Risultato del periodo di terzi azionisti	8	-	8
			<i>a rettifica:</i>			
664	(4)	660	Ammortamenti e altri componenti non monetari	351	(10)	341
(34)	-	(34)	(Plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni e radiazioni di attività	1	-	1
250	4	254	Dividendi, interessi e imposte	92	(5)	87
744	-	744	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di periodo	(123)	230	107
202	16	218	Variazione del capitale di periodo relativo alla gestione	865	(244)	621
(520)	10	(510)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi pagati e incassati	(243)	14	(229)
426	26	452	Flusso di cassa netto da attività di periodo	499	-	499
(908)	6	(902)	Investimenti tecnici	(492)	2	(490)
-	(7)	(7)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	-	(7)	(7)
380	-	380	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	42	-	42
-	-	-	Altre variazioni relative all'attività di finanziamento	-	-	-
(102)	25	(77)	Free cash flow	49	(5)	44
23	-	23	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	5	(9)	(4)
525	-	525	Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine	502	-	502
-	-	-	Cessione di azioni proprie	-	-	-
(374)	-	(374)	Flusso di cassa del capitale proprio	(337)	-	(337)
(45)	3	(42)	Variazioni area di consolidamento e differenze di cambio sulle disponibilità	(11)	1	(10)
27	28	55	Flusso di cassa netto del periodo	208	(13)	195
(102)	25	(77)	Free cash flow	49	(5)	44
-	-	-	Cessione di azioni proprie	-	-	-
(374)	-	(374)	Flusso di cassa del capitale proprio	(337)	-	(337)
47	3	50	Differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	(4)	1	(3)
(429)	28	(401)	Variazione dell'indebitamento finanziario netto	(292)	(4)	(296)

Principali indicatori reddituali e finanziari

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra il risultato 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.

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, 261 milioni di euro al 31 dicembre 2013, 238 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2013 e 295 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2014.

		31.12.2013	30.06.2013	30.06.2014
Risultato netto adjusted	(milioni di euro)	(136)	(98)	322
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	(milioni di euro)	137	118	151
Risultato netto adjusted unlevered	(milioni di euro)	1	20	473
Capitale investito netto:	(milioni di euro)			
- a inizio periodo		9.884	8.873	9.193
- a fine periodo		9.504	9.193	9.925
Capitale investito netto medio	(milioni di euro)	9.694	9.033	9.559
ROACE adjusted	(%)	0,01	0,2	4,9
ROACE operative	(%)	0,01	0,2	5,1

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 inci-

denza 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 compresa la quota attribuibile alle minoranze.

	30.06.2013	30.06.2013 riesposto	30.06.2014
Leverage	1,01	1,03	1,06



Sostenibilità

Saipem svolge una complessa rete di attività, ognuna delle quali deve concorrere e contribuire ad assicurare sia uno sviluppo sostenibile ed equilibrato delle comunità e dei territori in cui la Società opera, sia la competitività aziendale assicurandosi una durevole licenza a operare. Per Saipem è pertanto fondamentale consolidare le relazioni con i propri stakeholder, coinvolgendoli e comprendendo appieno le loro esigenze e le loro aspettative.

Il Comitato di Sostenibilità, che esercita un ruolo di definizione della strategia di sostenibilità ed è presieduto dal CEO Umberto Vergine, si riunisce per discutere i contenuti del Report di Sostenibilità e gli sviluppi della strategia di sostenibilità.

A maggio del 2014 è stata inviata a tutti i senior manager una survey online sul tema dell'Integrity per verificare il livello di consapevolezza sulla materia e sulle procedure/iniziative di Saipem e per identificare potenziali aree di miglioramento. Il 94% dei senior manager ha risposto al questionario superando così l'obiettivo massimo (80%) di copertura della popolazione fissato per il raggiungimento dell'MBO. Un secondo obiettivo per il 2014 è il numero di audit (min 12, med 18, max 24) sui fornitori nell'ambito della campagna per la valutazione della catena di fornitura su tematiche di social responsibility. Nel primo semestre del 2014 sono stati realizzati 3 audit. Il raggiungimento dell'obiettivo massimo è previsto entro la fine del secondo semestre.

Misurazione del valore generato sul territorio

Rafforzare il livello di Local Content rappresenta uno dei punti chiave della strategia di sostenibilità di Saipem. La Società è concretamente impegnata nel promuovere lo sviluppo sostenibile e nella creazione di benessere massimizzando il numero di dipendenti e fornitori locali e contribuendo a svilupparne le competenze e il know-how.

Dal 2009 Saipem applica un modello, sviluppato internamente, denominato SELCE (Saipem Externalities Local Content Evaluation), che misura gli impatti positivi generati dalle attività della Società nei Paesi in cui opera. Il modello permette di quantificare il valore generato in un determinato contesto socio-economico misurato in termini di valore economico, occupazione e sviluppo del capitale umano, considerando sia l'effetto diretto, ma anche quello indiretto e indotto.

Questo modello è stato applicato in Kazakhstan, Angola, Perù, Algeria, Nigeria, Indonesia, Francia, Australia e Arabia Saudita. A oggi è in corso l'applicazione del modello SELCE per il progetto Egina in Nigeria. Nel secondo semestre il modello verrà applicato su altre realtà operative.

Reporting di sostenibilità

Per il terzo anno, in linea con il GRI (Global Reporting Initiative, il più diffuso standard internazionale di reporting di sostenibilità), Saipem ha emesso due documenti: "Sustainability Performance 2013", allegato alla Relazione Finanziaria Annuale, e "Saipem Sustainability 2013".

"Sustainability Performance 2013", corredato di informazioni di sintesi sulla gestione, contiene gli indicatori di performance (KPI) sulle principali tematiche di sostenibilità dell'azienda (salute, sicurezza, ambiente, persone, fornitori, comunità locali) e fornisce un supplemento ai parametri della gestione economico-finanziaria e operativa permettendo una visione d'insieme dei risultati ottenuti dalla Società.

Il secondo documento, "Saipem Sustainability 2013", descrive in modo più approfondito gli impegni, le iniziative realizzate e i risultati ottenuti da Saipem sui temi considerati materiali dai propri stakeholder.

"Saipem Sustainability 2013" tratta in particolare le seguenti tematiche: lo sviluppo locale e la promozione del Local Content, la gestione delle competenze e delle persone anche dal punto di vista di promozione della salute e della sicurezza, le prospettive di business e l'Integrity, la gestione della catena di fornitura e i Diritti Umani e le condizioni di lavoro. Sono inoltre presenti numerosi focus Paese che testimoniano la realizzazione concreta delle strategie di sostenibilità nel business nelle aree in cui la Società è presente.

Entrambi i documenti sono stati certificati dalla società di revisione Reconta Ernst & Young SpA e sono disponibili anche in versione interattiva sul sito della Società.

Inoltre, Ersai Llc, la joint venture di Saipem in Kazakhstan, sta finalizzando il proprio quarto Sustainability Report, che descrive nel dettaglio la performance di sostenibilità della società nel 2013. Al completamento del processo di approvazione, il documento sarà disponibile, insieme con tutta la relativa documentazione, nella sezione dedicata alla sostenibilità del sito web di Saipem www.saipem.com/sustainability.

Nel 2014 Saipem ha pubblicato il Country Report Indonesia e il Country Report Abu Dhabi e nel corso del secondo semestre finalizzerà il Country Report Francia e Arabia Saudita.

Questi documenti, specifici per un progetto o un Paese, sono indirizzati in particolar modo agli stakeholder locali, e descrivono le attività in corso, le best practice messe in atto e i risultati raggiunti in ambito di sostenibilità negli specifici contesti geografici.

Iniziative presso la Comunità Locale

Nel primo semestre del 2014 le iniziative di sostenibilità mirate alle comunità locali sono proseguite nelle aree di attività di Saipem, coerentemente con quanto pianificato per l'anno.

Qui di seguito sono riportate le principali attività intraprese.

In Kazakhstan, Ersai Llc sta attuando il suo piano di sostenibilità, diretto specificatamente al vicino villaggio di Kuryk, sulla costa del Mar Caspio. In collaborazione con EFCA (Eurasia Foundation of Central Asia) la società sta implementando due progetti: il primo per incentivare le attività imprenditoriali; il secondo per migliorare il sistema educativo.

Saipem Azerbaijan Branch anche quest'anno realizza un programma internship per giovani laureati per creare competenze tecniche e aumentare le possibilità di inserimento nel mondo del lavoro.

Boscongo, la società operativa di Saipem in Congo, Saipem Contracting Nigeria Ltd in Angola, proseguono l'implementazione di un programma per la prevenzione della malaria al fine di migliorare la salute delle popolazioni e dei dipendenti locali.

In questa direzione si sta muovendo anche Saipem do Brasil, la società che opera appunto in Brasile, che in partnership con SENAI (National Service for Industrial Training) promuove per il secondo anno un programma di apprendistato per formare degli studenti su tematiche tecniche sia attraverso prove pratiche sia lezioni in aula. La società coopera con il SEBRAE (Brazilian Service of Support for Micro and Small Enterprises) supportando e formando fornitori locali affinché incrementino le loro capacità reddituali e le capacità di generare posti di lavoro nel territorio.

In Perù, Venezuela e Colombia, la società locale Petrex è particolarmente attiva in iniziative, che si concretizzano sotto forma di workshop e campagne, per promuovere la salute dei dipendenti e delle loro famiglie. In Colombia, la società è anche impegnata nello sviluppo delle capacità imprenditoriali e tecniche dei fornitori locali.



Attività di ricerca e sviluppo

Le attività di Ricerca e Sviluppo Tecnologico sono organizzate per aree tematiche che coincidono direttamente con quelle delle Business Unit al fine di essere più puntualmente allineate alle loro strategie e attività e con l'intento di favorire ulteriormente il trasferimento al business dei risultati conseguiti dalle attività di R&D.

Per la BU E&C Offshore lo sviluppo si focalizzerà sul Subsea (SURF, Subsea Processing e attività di Field Surveillance) e sull'area delle condotte in aggiunta alle tecnologie sui materiali e tematiche interfunzionali. Nell'area SURF (Subsea, Umbilicals, Risers and Flowlines) si sono ottenuti risultati significativi concretizzando le soluzioni innovative messe a punto negli anni precedenti, che portano nuove opportunità nello sviluppo di campi sottomarini.

Nel campo delle applicazioni in acque profonde e ultra-profonde, le attività sono proseguite sulle linee di intervento "downline". Tali sviluppi mirano a fornire nuove soluzioni per le fasi di collaudo e di intervento, garantendo l'integrità meccanica e un'operabilità più sicura delle linee stesse. Un'estesa campagna di test è stata lanciata per una migliore caratterizzazione del comportamento dinamico di queste linee e per garantire che vengano opportunamente specificate quando richiesto nei progetti.

È stato avviato nel periodo lo studio di un metodo di installazione a "J" adatto per condotte incamiciate internamente con tubi in plastica. Le attività di prova, eseguite con un partner industriale, hanno prodotto risultati promettenti; una prossima fase di sviluppo inizierà nella seconda metà dell'anno corrente, per completare la qualifica in vista dell'industrializzazione.

Un altro risultato è stato conseguito nell'ambito del riscaldamento attivo delle condotte sottomarine "pipe-in-pipe", con l'obiettivo di sviluppare e qualificare una tecnologia idonea all'installazione a "J" delle condotte stesse. Dopo il primo esercizio concettuale condotto alla fine del 2013, l'ingegnerizzazione è stata estensivamente sviluppata, identificando una soluzione semplice e affidabile per le connessioni dei cavi elettrici e per il monitoraggio della temperatura dei giunti saldati offshore, consentendo a Saipem di dotarsi di una soluzione competitiva idonea ai suoi mezzi di installazione. Test dimostrativi sono in fase di preparazione.

Nel segmento delle acque profonde, nel corso del semestre, ulteriori progressi sono stati fatti nello sviluppo di sistemi di Subsea Processing innovativi, in collaborazione con alcune delle principali compagnie petrolifere. Il Joint Industry Project (JIP), che si basa sul sistema brevettato "Multipipe" di separazione gas/liquido a gravità, è supportato finanziariamente da alcune compagnie petrolifere. Questo JIP mira a definire l'intera stazione sottomarina per due specifici casi applicativi e a dimostrare la maturità progettuale di tutti i suoi componenti con una particolare attenzione agli aspetti costruttivi. Il JIP è stato completato dimostrando che il sistema è

maturato per un'applicazione in un progetto. Successivamente al completamento del JIP, ulteriori attività sono state eseguite per valutare alcuni aspetti relativi alla manutenzione del separatore che deve tener conto della limitata capacità di sollevamento dei mezzi navali di servizio. Un nuovo brevetto è stato depositato in merito per coprire la soluzione di un "Multipipe separator" modulare che consenta l'utilizzo di mezzi d'intervento di limitata capacità, ma al contempo mantenga un'alta capacità produttiva.

Dopo il completamento nel 2013 del primo programma di test di validazione del sistema proprietario "Spoolsep" di separazione liquido/liquido a gravità, una seconda fase di test di validazione è stata attivata per il 2014. Questa nuova campagna di test ha l'obiettivo di migliorare la geometria e la performance del sistema.

È proseguita nel periodo la progettazione di soluzioni sottomarine per il trattamento dell'acqua di produzione. SPRINGS® è il risultato dello sforzo congiunto di Total, Saipem e Veolia mirato alla rimozione sottomarina dei solfati presenti nell'acqua di mare. Un'unità pilota è stata installata in giugno su una FPU in Congo: l'unità è stata immersa a più di 500 metri di profondità per testare le prestazioni della soluzione concettuale in acqua marina.

Nell'ambito della posa di tubazioni in acque molto profonde, proseguono gli studi relativi all'applicazione di nuovi sistemi in fibra ad altissima capacità di tiro; sono in corso sviluppi di soluzioni dal punto di vista metodologico e prosegue la definizione di un piano di collaudo per una sperimentazione in scala degli elementi di tiro.

Le attività di sviluppo del sistema Anti Flooding Tool (AFT), che previene l'allagamento del tubo durante la fase di posa, a inizio anno sono passate in carico a un progetto commerciale, che ne segue l'industrializzazione e la prima applicazione in campo. Proseguono pertanto le fasi di costruzione e test dei sottosistemi, mentre sono iniziati i test di integrazione e validazione.

Altre attività, volte alla riduzione del rischio nelle operazioni di posa a "S", sono passate alle unità di business; dopo il successo dei test dello scorso anno, il nuovo strumento per la misura da remoto dell'ovalizzazione interna del tubo è passato alla fase di industrializzazione, con l'obiettivo di validarlo su progetti operativi di posa ad "S" e a "J". Il nuovo dispositivo, che disconnette rapidamente le attrezzature operanti sul tubo in rampa di varo in caso di movimento incontrollato della condotta, è stato collaudato positivamente sulle macchine sabbiatrici. Una design review è in corso, invece, sui dispositivi di sgancio dei cavi elettrici di potenza e di segnale delle clampe H&C (Heat & Coat) di rivestimento.

Nel settore della messa in trincea delle condotte sottomarine, sono proseguiti gli esperimenti in mare di nuove tecniche di trapianto di Posidonia, confermando i risultati positivi già ottenuti.

Proseguono inoltre gli sviluppi sulla misurazione della profondità di interramento delle condotte e del loro livellamento, una volta poste in trincea. Anche queste attività sono passate al business.

Nel periodo di riferimento è stata programmata una campagna di validazione sperimentale di un innovativo processo di saldatura di condotte offshore ad alta produttività.

La tecnologia di field joint coating "M1", da inizio anno, è passata a un progetto commerciale per una prima applicazione. Il nuovo sistema di rivestimento dei giunti saldati, sviluppato e testato negli anni scorsi, è ora in fase di industrializzazione; contestualmente sono partiti anche i programmi di qualifica delle attrezzature.

Nel settore delle operazioni sottomarine di riparazione delle condotte, la campagna per estendere il sistema di riparazione agli ambienti marini ricchi di acido solfidrico prosegue, dopo essere anch'essa passata in carico a un progetto industriale. Proseguono gli studi di un nuovo connettore per condotte capaci di trasportare prodotti acidi: per una soluzione è stata fatta domanda di brevetto.

La BU Floaters si concentrerà prioritariamente su soluzioni tecnologiche high-end come FLNG e floater per contesti sfidanti come l'Artico. Lo sviluppo tecnologico nel settore degli impianti di produzione galleggianti è rimasto focalizzato su soluzioni innovative per gli impianti di liquefazione (FLNG) con l'obiettivo di produrre gas liquefatto in maniera più efficiente e con modalità più sicure, anche in condizioni sempre più sfidanti. Alcuni sviluppi sono stati finalizzati al supporto diretto dei progetti FLNG in corso condotti da Saipem, fra cui la qualifica di un sistema di trasbordo di LNG in "tandem" attraverso l'uso di tubi flessibili galleggianti, in collaborazione con un partner industriale, una società di classificazione e uno tra i maggiori operatori del settore Oil&Gas.

La BU Drilling punterà sull'adozione di nuove tecniche e mezzi per il drilling in contesti sfidanti. Unitamente alla definizione delle metodologie e apparecchiature relative al mercato del Managed Pressure Drilling, il programma tecnologico del drilling si focalizza

sullo sviluppo del design di strutture di perforazione per condizioni artiche, tenendo in considerazione sia gli aspetti di natura navale che di perforazione e i risultati di un'analisi dell'operabilità.

La BU E&C Onshore si focalizzerà principalmente sulle tecnologie di processo proprietarie e su nuove soluzioni che incrementino il valore delle proposte progettuali verso i clienti (prevalentemente nell'ambito dell'efficienza energetica e dell'impatto ambientale). Le attività di sviluppo di processo si sono concentrate sull'ottenimento di continui miglioramenti nelle prestazioni e nella compatibilità ambientale di "Snamprogetti™ Urea", tecnologia proprietaria per la produzione di fertilizzanti, a oggi licenziata in 130 impianti in tutto il mondo. Mentre continuano le attività volte alla riduzione dell'impatto ambientale ("Urea Zero Emission"), sono stati progettati, costruiti e installati su un impianto industriale interni innovativi nel reattore di sintesi dell'urea che consentiranno di aumentare la resa dell'impianto. Non appena saranno confermate le prestazioni attese, questi interni diventeranno lo standard per nuovi impianti, e potranno anche essere sostituiti negli impianti esistenti a richiesta del cliente durante le manutenzioni programmate.

Nel campo dell'efficienza energetica sono stati completati gli studi sulla possibile produzione di energia idroelettrica all'interno di impianti petrolchimici o per la produzione di fertilizzanti. Sono stati considerati due casi reali: un impianto che dispone di un salto d'acqua di circa 100 metri, e uno che non ha salti d'acqua, ma una torre piezometrica alta circa 16 metri. In entrambi i casi è possibile produrre energia idroelettrica senza emissioni di gas a effetto serra a costi relativamente contenuti. Queste conoscenze consentono di ampliare l'offerta a nuovi clienti introducendo opzioni che, con un costo di investimento leggermente superiore, consentano risparmi operativi e maggiore sostenibilità.

In campo ambientale si segnala la realizzazione e implementazione di un software per l'analisi di rischio ecologico, che permette l'inserimento dei valori delle varie linee di evidenza (Line Of Evidence - LOEs), o tipologie di analisi come: test ecotossicologici, biomarkers, indici biotici e altro, l'integrazione dei dati e la valutazione ponderata delle LOEs per il calcolo finale del rischio ecologico.



Qualità, salute, sicurezza e ambiente

Qualità

Nel settembre 2013 è stato promosso il programma "Bring quality to the next level" che ha visto l'avvio di cinque workstream, la cui prima fase si è conclusa nel marzo 2014 con le seguenti attività:

- Cost of Non Quality: definizione di categorie di failure che generano Cost of Non Quality, definizione di una metodologia di calcolo ed esecuzione di una stima complessiva del valore di tale tipologia di costo per Saipem SpA;
- Saipem Knowledge Management: implementazione in Saipem SpA di un network societario (K-Hub) di condivisione di esperienze e conoscenze aperto a tutto il personale;
- Top Management Critical Metrics - Drilling: disegno di un nuovo processo di definizione e tenuta sotto controllo di indicatori relativi alla linea di Business Drilling;
- Quality Built in Process - Supply Chain: analisi di ricorrenti problematiche di qualità riscontrate nel processo di supply chain e definizione delle relative aree di miglioramento;
- Quality Built in Process - Fabrication Subcontract to third party: mappatura del processo di fabrication identificando aree di attenzione e relative iniziative di miglioramento.

Alla luce dei risultati ottenuti nella prima fase del progetto, tra il mese di marzo e aprile del 2014 è stata organizzata una task force interna dedicata alle attività di roll-out di ciascun workstream, composta da personale proveniente da diversi dipartimenti Saipem, in "job rotation" e coordinato da un Project Director dedicato.

Di seguito lo stato degli workstream al mese di giugno 2014:

- Cost of Non Quality: definiti processo, modello di governance, tool e pacchetto di training per l'implementazione del calcolo del Cost of Non Quality durante il ciclo di vita dei progetti Saipem SpA;
- Saipem Knowledge Management (K-Hub): lancio e operatività del network K-Hub;
- Top Management Critical Metrics - Drilling: estensione degli indicatori definiti nella prima fase alla flotta offshore e agli onshore rigs;
- Quality Built in Process - Supply Chain: sono attualmente in corso iniziative mirate a definire un sistema di qualifica, valutazione e registrazione delle performance degli ispettori, un modello di interfaccia per la gestione delle forniture (focal point) finalizzato all'ottimizzazione delle comunicazioni, nuove modalità di trasmissione e consegna delle NC emesse nella fase di post ordine e da risolversi durante la fase di costruzione, un metodo di rilevazione e mitigazione dei rischi indotti dalla selezione di fornitori qualificati, ma aventi valutazioni di performance negative, una migliore metodologia di rilevamento e gestione dei vendor feedback, l'estensione e l'aggiornamento dei contenuti degli IDS (Inspection Data Sheet), la possibilità di integrare NCR (Non Conformity Report) emesse presso i vendor shop e i site di costruzione in un unico database, la definizione di una metodologia per assicurare che i requisiti da allegare all'RDA rimangano updated fino al piazzamento dell'ordine;

- Quality Built in Process - Fabrication Subcontract to third party: definizione di un template di contratto per yard esterne.

A seguito dell'emissione della Management System Guideline relativa al Sistema Normativo Saipem (dicembre 2013), che ha introdotto nuove regole di governance con impatto sul sistema documentale normativo e di normalizzazione tecnica, l'Amministratore Delegato e i responsabili delle Direzioni HR e QUAL hanno sponsorizzato l'avvio del progetto denominato "Regulatory System Improvement".

Il progetto, gestito da personale dedicato, prevede l'allineamento dei documenti societari alla nuova architettura e all'attuale modello organizzativo/operativo.

Durante il primo semestre 2014 sono inoltre proseguite le attività già avviate e relative a:

- emissione corporate standard e relative istruzioni tecniche ad assicurazione della consistenza e integrazione tra quality assurance e quality control tra le diverse linee di business;
- misurazione della customer satisfaction;
- implementazione del reporting system avviato nel 2013 relativo alle attività di qualità di branches/subsidiaries;
- sensibilizzazione Managing Director/Branch Manager sulle nuove regole di governance e i relativi impatti su subsidiaries e branches e sulle nuove iniziative in atto;
- revisione dei KPI di ciascun processo;
- messa a punto di un nuovo modello di certificazione di terza parte del modello di governance di Saipem;
- completamento di Piani di Quality Control standardizzati per progetti E&C Onshore e Offshore;
- installazione in site di fabrication del nuovo sistema di gestione della certificazione Qualità e della Mechanical Completion;
- predisposizione di procedure di NDT phased array per le Yard Boscongo, Petromar e Star;
- messa a punto di metodologia innovativa di Controllo Saldature con Ultrasuoni per progetti Total in corso di messa in servizio nella Yard Boscongo;
- emissione di criteri corporate relativi a manutenzione e test dei sistemi BOP sui progetti drilling.

Sicurezza

L'indice relativo agli incidenti registrabili nella prima parte del 2014 è risultato pari a 1,06.

Durante il primo semestre 2014 sono proseguite in Saipem attività e iniziative atte a mantenere elevati standard di sicurezza sul lavoro. Tra queste si evidenziano:

- le attività di formazione a tutto il personale, secondo quanto previsto dall'Accordo Stato Regioni, e agli addetti alle emergenze sia

su aspetti operativi che psicologici e comportamentali nella gestione delle emergenze;

- la campagna per la diffusione, delle regole salva-vita emesse dall'OGP (International Association of Oil&Gas Producer). Nel primo semestre è stata completata la preparazione di tutto il materiale di supporto al lancio e all'effettiva diffusione nel Gruppo che è programmata per i mesi seguenti;
- la campagna "Keep Your Hands Safe" relativa alla prevenzione degli infortuni alle mani, avviata nella seconda parte del 2013;
- il programma LiHS (Leadership in Health and Safety) è continuato in tutte le sue fasi, raggiungendo personale di tutte le business unit, in Italia e all'estero, con particolare attenzione al personale impegnato nei progetti di nuova acquisizione.

Ambiente

Nel corso del primo semestre sono state svolte numerose attività e sono state promosse molte iniziative ambientali tra le quali si citano:

- l'organizzazione del "Print Less Day" finalizzato a sensibilizzare tutti i colleghi affinché riducano il numero delle stampe, in occasione della Giornata Mondiale dell'Ambiente (5 giugno 2014); nella stessa giornata Saipem ha fornito il proprio contributo all'"Energy Day" organizzato da Eni, illustrando le attività per l'efficienza energetica, la riduzione dei consumi e le possibili soluzioni tecnologiche offerte ai propri clienti;
- l'esecuzione di analisi energetiche per diversi Palazzi Uffici, in accordo alla norma internazionale ISO 50001:2001 "Sistemi di gestione dell'energia", per un mezzo offshore e per un impianto di perforazione onshore, con lo scopo di identificare azioni di riduzione dei consumi e di miglioramento dell'efficienza energetica;
- il consolidamento dei nuovi strumenti di comunicazione, quali la rivista periodica ambientale "eNews", che raccoglie e illustra le principali iniziative ambientali nel mondo Saipem, "Breaking eNews" (per comunicare iniziative e Lesson Learned a livello mondiale) e "Italian eNews" (updating normativo rivolto ai siti in Italia).

Salute

Relativamente alla Salute e Medicina del Lavoro, nel primo semestre 2014 Saipem ha consolidato le attività di routine e ha promosso nuove iniziative.

- Il totale delle visite mediche preventive, periodiche per Italia ed estero (missioni e contratto), è di 2.400, con 377 accertamenti sanitari e 4 ulteriori accertamenti per alcool e droga.
- Prosegue la divulgazione del Programma "Pre-Travel Counselling" per tutto il personale destinato all'estero (540 dipendenti formati, dato primo semestre 2014) e il relativo aggiornamento seguendo le allerte sanitarie internazionali.
- La sensibilizzazione sulle profilassi vaccinali, in particolare sulle profilassi obbligatorie e fortemente raccomandate, procede per quanto riguarda le destinazioni in Italia e all'estero. Si è inoltre consolidata la convenzione con ASLMI2 per la Febbre Gialla (Azienda Sanitaria di riferimento per la Medicina del Lavoro del distretto di San Donato Milanese).
- È stata ultimata l'applicazione "Sì Viaggiare" del Manuale Sanitario del lavoratore che viaggia, anche per la piattaforma Android, che ora si affianca ai nuovi aggiornamenti di Apple e Windows 8.
- Proseguono gli accordi e le collaborazioni con istituti scientifici su differenti tematiche: con l'IRCCS Policlinico di San Donato Milanese per iniziative di promozione alla salute e convenzioni per la gestione delle emergenze dei dipendenti Saipem afferenti al Pronto Soccorso dell'Ospedale; con il CIRM (Centro Internazionale Radio Medico) per l'assistenza radio medica ai marittimi imbarcati; con l'Ospedale Sacco per gli ulteriori accertamenti infettivologici dei dipendenti di rientro dall'estero. Inoltre si è aderito al programma "WHP" (World Health Promotion) in collaborazione con ASLMI2 e Regione Lombardia.
- In linea con il WHO (World Health Organisation) Saipem celebra le giornate internazionali della salute organizzando specifici eventi.



Risorse umane

Gestione Risorse Umane

Nel corso del primo semestre 2014 la Funzione Gestione Risorse Umane ha proseguito la propria azione di definizione e implementazione di interventi gestionali volti a ottimizzare la struttura interna dei costi e ad allineare le modalità e gli strumenti contrattuali e di espatrio rispetto all'evoluzione della normativa nazionale e internazionale in proposito.

Continua il processo di aggiornamento del corpo documentale relativo ai principali processi di competenza della Funzione Risorse Umane, alla luce dei mutamenti di carattere esogeno (leggi, normative e regolamenti nazionali e internazionali) ed endogene (profonda rivisitazione della struttura organizzativa societaria).

Sempre in relazione al miglioramento degli strumenti e dei processi in ambito Gestione Risorse Umane, si sta ultimando l'attività di predisposizione di uno strumento informatico integrato (Visa System), che sarà reso disponibile nelle realtà italiane, che consentirà un'ottimizzazione e un maggior monitoraggio di tutti gli adempimenti inerenti l'ingresso in Italia di personale anche al fine di ottimizzare costi e di rendere il processo maggiormente efficiente.

Con riferimento alla messa a regime dello strumento dell'HR Management Portal, strumento di gestione web based, sono proseguite le azioni di sviluppo e miglioramento attraverso un ampliamento degli ambiti di applicazione rivolti all'analisi e al monitoraggio dei principali aspetti normativi e amministrativi.

Inoltre nei primi mesi del 2014 ci si è soprattutto focalizzati allo sviluppo di tool informatico-gestionali con riferimento alle assegnazioni internazionali.

Sempre con riferimento allo sviluppo di sistemi informatici integrati, è opportuno segnalare la conclusione delle attività, in seno all'Human Resources Management Portal, propedeutiche al futuro rilascio di un'ulteriore Dashboard focalizzata sul fenomeno "assenteismo".

Rispetto invece a un importante processo connesso al recupero dell'efficienza e dei costi, è importante sottolineare come nel periodo febbraio-marzo 2014 si è concluso il processo di "Recupero del credito d'imposta estero". È altresì da sottolineare la definizione di obiettivi di saving volti anche per il 2014 all'abbattimento dei costi relativi a eventi gestionali quali ferie, straordinari e missioni.

Relazioni Industriali

Il contesto globale in cui Saipem opera, caratterizzato dalla gestione della diversità derivante dai contesti socio-economici, politici,

industriali e normativi, rende necessaria un'attenzione massima nell'ambito della gestione delle Relazioni Industriali.

Saipem, ormai da diversi anni, ha consolidato un modello di Relazioni Industriali 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.

In un'ottica di ulteriore rafforzamento di tale modello partecipativo, l'azienda e le organizzazioni sindacali hanno aperto un tavolo volto a definire la creazione di un Protocollo di Relazioni Industriali, nel quale ribadire la centralità dell'informazione, della negoziazione e del confronto tra azienda e sindacato.

Il primo semestre 2014 è stato poi caratterizzato da altri importanti momenti di confronto.

Tra questi, particolare rilievo ha assunto l'incontro dello scorso maggio nel corso del quale i vertici aziendali hanno illustrato alle Segreterie Generali e Nazionali del settore Energia e Petrolio il Piano Industriale e le prospettive aziendali per il quadriennio 2014-2017. Nonostante le criticità dell'anno passato, anche per l'anno 2014 azienda e organizzazioni sindacali sono giunte a un accordo sul premio di partecipazione che ha definito gli importi da erogare sulla base dei risultati dell'anno 2013. Le parti si sono anche impegnate di giungere alla definizione di un nuovo impianto per il premio di partecipazione 2014-2017.

Nel primo semestre del 2014 è proseguita l'azione volta a perseguire efficienza e linearità dei processi gestionali con tutte le rappresentanze sindacali presenti sulle diverse sedi italiane.

Nel corso del primo semestre 2014 la Funzione Relazioni Industriali Estero, coerentemente con il proprio ruolo di indirizzo e sostegno alle strutture Risorse Umane presenti nelle diverse realtà in cui Saipem opera, ha proseguito la propria attività di supporto in occasione dei principali momenti di confronto con le organizzazioni sindacali di riferimento. A riguardo, occorre segnalare la formalizzazione di un accordo collettivo per il personale impiegato nella Yard di Guarujá in Brasile con una nuova organizzazione sindacale.

Sono stati sottoscritti tre nuovi accordi collettivi in Messico a tutela di specifiche categorie professionali impiegate presso gli uffici del Distretto Federale.

Occorre, inoltre, menzionare il supporto fornito alla struttura Risorse Umane in Australia in vista della definizione di accordi con le organizzazioni sindacali dei settori energia e marittimo nell'ambito del progetto Ichthys.

Infine, la Funzione Relazioni Industriali Estero è attualmente impegnata nella revisione dei contenuti e della strategia negoziale in previsione del rinnovo di tre importanti accordi collettivi in Nigeria nel settore energia e costruzione.

Sviluppo, Organizzazione, Compensation e Amministrazione Dirigenti

Nel corso del primo semestre dell'anno, a seguito dell'accorpamento delle Business Unit Engineering & Construction e Drilling sotto la responsabilità di un unico Chief Operating Officer, è stato formalizzato il nuovo assetto organizzativo delle attività di business, funzionale a cogliere al meglio le opportunità offerte dai mercati di riferimento e a ottenere il miglioramento delle performance e della redditività di Società, attraverso:

- l'istituzione di una funzione trasversale ai diversi business, responsabile della definizione di strategie e indirizzi commerciali integrati e ottimizzati a livello cliente/paese e della gestione del processo di formulazione delle offerte a livello worldwide;
- l'istituzione di 4 strutture dotate di tutte le leve necessarie per il raggiungimento dei risultati operativi e di redditività definiti per il business di riferimento, sia in fase di acquisizione sia di realizzazione;
- il rafforzamento del presidio geografico assegnato al Regional Manager, per garantire la promozione integrata a livello locale del business Saipem, rappresentare la Società in modo univoco nei confronti degli stakeholder e ottimizzare competenze, strutture e asset disponibili.

Con riferimento alle funzioni di staff e supporto al business, sono stati realizzati i seguenti interventi organizzativi:

- razionalizzazione della struttura del Chief Compliance and Financial Officer;
- ridefinizione dell'assetto organizzativo della Funzione Procurement, Contract and Industrial Risk Management.

È proseguita l'attività di adeguamento delle strutture organizzative delle società controllate e delle filiali al modello organizzativo Saipem e, in particolare, al nuovo assetto adottato dal business.

In un'ottica di continuo rafforzamento della governance aziendale e del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi:

- è stata completata l'introduzione del nuovo sistema di poteri in tutte le società controllate Saipem;
- è stata avviata la revisione dei Consigli di Amministrazione e dei Compliance Committee di tutte le società controllate Saipem;
- è stato avviato il programma di adeguamento dell'intero sistema normativo aziendale, finalizzato da un lato alla sua razionalizzazione/semplificazione per una maggiore fruibilità ed efficacia, dall'altro a una maggiore responsabilizzazione dei singoli Process Owner sugli obiettivi dell'intera catena del valore Saipem. È in questo scenario, orientato alla diffusione e al consolidamento della cultura della Leadership Responsabile, che è stato avviato un programma di formazione e informazione volto alla diffusione di un modello di integrity in grado di diventare cifra distintiva della cultura Saipem.

Inoltre, nell'ambito di iniziative di miglioramento di processi attività aziendali:

- sono state avviate iniziative finalizzate a razionalizzare e ottimizzare il modello operativo-organizzativo per la gestione della fabrication;
- è stato definito il modello organizzativo alla base del nuovo Sistema di Knowledge Management aziendale, con l'obiettivo di una più efficace capitalizzazione e diffusione delle esperienze acquisite e della conoscenza aziendale.

In tale scenario Saipem conferma il valore strategico delle attività di sviluppo delle persone quale elemento fondante di un corretto dimensionamento degli organici a livello qualitativo, favorendo la crescita interna delle risorse tramite processi strettamente connessi con le necessità di business. In questa prospettiva prosegue l'aggiornamento, il consolidamento, la semplificazione e l'integrazione degli strumenti di sviluppo, in coerenza con la People Strategy e l'Employee Value Proposition di Saipem.

In particolare, nel primo semestre del 2014 è diventato operativo in tutto il mondo il nuovo modello di Performance Management, che

Esercizio 2013	Esercizio 2013 riesposto		Primo semestre		
			Forza media 2013	Forza media 2013 riesposto	Forza media 2014
		(unità)			
15.857	15.091	Engineering & Construction Offshore	15.712	15.037	15.774
19.148	18.549	Engineering & Construction Onshore	18.344	17.594	20.425
2.724	2.724	Drilling Offshore	2.743	2.743	2.671
7.706	7.564	Drilling Onshore	7.641	7.502	7.764
2.039	2.036	Funzioni di staff	2.016	2.013	1.895
47.474	45.964	Totale	46.456	44.889	48.529
7.475	7.475	Italiani	7.448	7.448	7.498
39.999	38.489	Altre nazionalità	39.008	37.441	41.031
47.474	45.964	Totale	46.456	44.889	48.529
6.600	6.600	Italiani a tempo indeterminato	6.557	6.557	6.722
875	875	Italiani a tempo determinato	891	891	776
7.475	7.475	Totale	7.448	7.448	7.498
31.12.2013	31.12.2013 riesposto		30.06.2013	30.06.2013 riesposto	30.06.2014
		(unità)			
7.690	7.659	Numero di ingegneri	7.663	7.635	7.798
48.607	47.224	Numero di dipendenti	47.927	46.339	49.497

pone particolare attenzione e rilevanza alla valorizzazione delle competenze professionali.

In particolare per le famiglie professionali di Construction, Fabrication, Technical e Project Management è stato avviato un processo di mappatura, monitoraggio e potenziamento delle skill con l'obiettivo di fornire una modalità puntuale e strutturata di rilevazione delle competenze di ogni persona rispetto al ruolo ricoperto e rispetto a possibili ruoli futuri – con la revisione dei sentieri di carriera aziendali.

In continuità con le azioni intraprese a seguito dell'Indagine di Engagement condotta sia in Italia sia in Francia, in Saipem SA si è ripetuta l'esperienza di successo del progetto "Share and Shape", con l'obiettivo di un coinvolgimento più diretto dei giovani nella formulazione di proposte di azioni di miglioramento al top management di Saipem SA.

La Politica sulla remunerazione di Saipem, definita ai fini della Relazione sulla Remunerazione, si conferma coerente con il modello di Governance adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, allo scopo di attrarre, motivare e trattenere risorse ad alto profilo professionale e manageriale, allineando l'interesse del management con l'obiettivo primario di creare valore per gli azionisti nel medio-lungo periodo.

La "Relazione sulla Remunerazione 2014" è stata predisposta in compliance con l'art. 123-ter del decreto legislativo n. 58/1998 e l'art. 84-quater del Regolamento Emittenti Consob. Sono state inoltre tenute in considerazione le recenti evoluzioni normative, in particolare l'art. 84-ter della legge n. 98 del 9 agosto 2013, in tema di remunerazione degli amministratori con deleghe delle società controllate direttamente o indirettamente dalle Pubbliche Amministrazioni. A tal proposito il Consiglio di Amministrazione ha accertato l'esenzione dall'obbligo di presentare una proposta in materia di remunerazione per i propri amministratori con deleghe; Saipem, infatti, rientra nella fattispecie disciplinata dal comma 5-sexies della legge citata, avendo già operato in data 5 dicembre 2012 una riduzione dei compensi dell'Amministratore Delegato superiore a quella prevista dalla legge. La Relazione è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 14 marzo 2014 e l'Assemblea degli Azionisti riunitasi il 6 maggio 2014 ha espresso parere favorevole.

Non essendo stato raggiunto il punteggio minimo soglia fissato in 85 punti (trigger), a seguito della consuntivazione degli Obiettivi Societari e delle valutazioni delle prestazioni 2013 del management, non sono stati erogati incentivi monetari annuali individuali. Sono stati definiti, per tutta la popolazione manageriale, i nuovi obiettivi per l'anno 2014, focalizzati sulla valutazione dei risultati economico-finanziari della Società, in termini di EBIT, ordini da acquisire, posizione finanziaria netta, sostenibilità e integrity, degli obiettivi definiti dal piano strategico e degli obiettivi comportamentali individuali.

Al fine di avvalersi di uno strumento di incentivazione e fidelizzazione del management maggiormente critico per l'azienda, volto a rafforzare la sua partecipazione al rischio d'impresa, al miglioramento delle performance aziendali e alla massimizzazione del valore per l'azionista nel lungo termine, è stato introdotto un nuovo Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine. Il Piano è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Saipem in data 14

marzo 2014, con voto favorevole successivamente espresso dall'Assemblea degli Azionisti in data 6 maggio 2014, e prevede l'introduzione di due nuovi indicatori di performance, entrambi rilevati in un orizzonte temporale triennale:

- il Total Shareholder Return, quale indicatore di capacità di remunerare gli azionisti misurato in termini relativi rispetto a un peer group;
- il ROACE, quale indicatore della redditività del capitale investito misurato rispetto al Budget annuale.

È stato infine aggiornato il peer group di riferimento, attualmente composto dalle seguenti aziende: Technip, JGC, Subsea 7, Transocean, Petrofac, Samsung Engineering.

Nel corso del primo semestre dell'anno la Funzione Amministrazione Dirigenti, coerentemente con il proprio ruolo di gestione diretta e centralizzata della popolazione dirigenziale, ha impostato e avviato un piano di lavoro orientato alla regolamentazione dei principali processi amministrativi e gestionali, al fine di consolidarne il monitoraggio e il controllo.

In particolare, è stato avviato un processo di revisione delle policy aziendali in un'ottica di saving di Gruppo, definizione degli iter autorizzativi, allineamento delle prassi su scala worldwide, recupero di una governance diretta su processi critici a livello gestionale, con focus sui temi delle metodologie e politiche di espatrio, delle trasferite, delle carte di credito con pagamento centralizzato.

In Italia è stato lanciato un programma per la riduzione delle ferie residue, volto a incentivare una fruizione corretta ed equilibrata dei periodi di riposo e allo stesso tempo garantire saving per l'azienda.

In un mercato che richiede a Saipem di mantenere costanti i propri livelli di eccellenza, le attività di selezione necessariamente si orientano verso la ricerca di personale in possesso di una consolidata e specifica esperienza professionale. Nell'ottica di sviluppare tali professionalità, spesso difficilmente reperibili sul mercato, Saipem continua a investire nelle iniziative di employer branding rivolte da un lato verso gli atenei italiani di maggiore interesse, dall'altro verso istituti tecnici italiani di eccellenza.

Con riferimento alle collaborazioni con gli atenei italiani, si è concluso nel mese di maggio 2014 la seconda edizione del Master "Safety and Environmental Management in the Oil&Gas Industry", in collaborazione con l'Università di Bologna ed Eni Corporate University; allo stesso tempo si consolidano le attività del progetto denominato "Sinergia", attivatosi con l'ITIS "A. Volta" di Lodi e l'ITIS "E. Fermi" di Lecce.

In un'ottica di maggiore efficacia del processo di recruitment e di promozione dell'employer branding e dell'immagine aziendale è in fase di aggiornamento e perfezionamento il portale di selezione worldwide e si stanno diffondendo le tecnologie di e-recruitment.

In linea con i driver definiti dalla People Strategy, volti alla promozione e diffusione di strumenti integrati e trasparenti per un'efficace gestione delle persone in Saipem, nel primo semestre 2014 si sono concluse le attività di implementazione in Italia del software di gestione del training "Peoplelearning".

Peoplelearning è stato progettato con un focus ben chiaro sulla Persona, protagonista del proprio bagaglio di competenze e del proprio percorso in azienda; in quest'ottica la campagna di comunicazione e diffusione del progetto ha valorizzato:

- la trasparenza e la condivisione di responsabilità nell'intero processo formativo, tra i diversi attori coinvolti;
- la perfetta integrazione con i processi di valutazione, sviluppo e gestione delle persone;
- un accesso facile e fruibile alla reportistica, distribuita anche ai manager.

Alla luce degli elementi chiave della Employee Value Proposition, nel primo semestre 2014 i progetti e le iniziative di training si sono indirizzati verso la valorizzazione dei ruoli tecnici e lo sviluppo di professionalità con alta specializzazione.

Coerentemente con le indicazioni in tema di "Law Compliance", il Modello di Controllo Interno continua la diffusione a tutti i livelli

gerarchici, sia in ambito italiano sia internazionale, con l'erogazione di corsi di formazione in modalità e-learning focalizzati sul D.Lgs. n. 231/2001. Proseguono le iniziative formative destinate ai componenti degli Organismi di Vigilanza delle società controllate, così come quelle previste dal D.Lgs. n. 81/2008 per i Ruoli Istituzionali come Datori di Lavoro, Dirigenti Delegati e Preposti.

All'interno di questo quadro normativo si conferma nel primo semestre 2014 il percorso formativo indirizzato ai Managing Director delle società estere.

Con la stessa logica prosegue il coinvolgimento dei membri dei Board di Direzione nel workshop "Working in the Board".



Sistema informativo

Information, Communication, Technologies

Nel primo semestre 2014 le iniziative di cambiamento sui sistemi informativi di Saipem si sono limitate a consolidare gli importanti risultati ottenuti negli anni precedenti sia in ambito applicativo sia infrastrutturale, anche in allineamento con gli obiettivi di contenimento costi richiesti dalla Direzione.

Nell'ambito del mondo applicativo di orientamento gestionale sono stati introdotti gli ultimi rilasci del programma pluriennale di cambiamento che ha toccato numerosi sistemi quali: SAP R/3, e-Procurement, Business Intelligence, HR system e Workload Management. Si affianca a questo programma un ampio ventaglio di iniziative di ambito business, che costituiscono oggi un'importante conferma della strategia di progressiva digitalizzazione dei processi di lavoro aziendali.

In ambito SAP R/3 sono terminate le attività di predisposizione del complesso roll-out per la società Saipem do Brasil, in opera da gennaio 2014. Anche l'adozione del SAP Material Ledger per la gestione dei magazzini terminerà nel corso del 2014, con il completamento del piano di introduzione in tutte le principali società; la sua diffusione coinvolge in modo coordinato il sistema AMOS di Spectec, dedicato alla gestione e alla manutenzione degli asset aziendali.

A fianco di SAP, il sistema di e-Procurement, introdotto nel luglio 2013, ha raggiunto la piena maturità.

Le nuove iniziative di Business Intelligence hanno portato allo studio o al rilascio di nuove dashboard nelle aree Procurement, HR, WMS, nonché nelle aree di business E&C Offshore e Drilling.

In ambito HR prosegue l'iniziativa OSA (One Step Ahead) sull'applicativo Peoplesoft HCM in coordinamento con Oracle Corp. Dopo gli interventi effettuati su Recruitment per Saipem SpA e la soluzione cloud Peoplelearning per la copertura dei processi di training, sono state svolte nel primo semestre 2014 le attività relative al modulo di Talent Management. Prosegue con soddisfazione il roll-out della soluzione Saipem dedicata al payroll internazionale.

Lo sviluppo e la manutenzione del software di payroll, nonché le correlate attività gestionali di HR, sono allocati presso la Saipem India Projects a Chennai, in chiave di offshoring, con significativi risparmi di costo di gestione.

La diffusione del sistema aziendale di gestione del workload, che presidia la copertura, in termini di business demand e HR capacity, di tutte le aree operative aziendali, per un totale di oltre trentamila risorse gestite, è stata completata, insieme al rilascio della dashboard riepilogativa per il top e il middle management.

Gli sviluppi in ambito business sono stati focalizzati sia sull'adozione di strumenti innovativi, orientati ad aumentare l'efficienza e la qualità della progettazione ingegneristica e delle attività di costruzione, sia sulla revisione del sostegno ai processi di business offerto dalle applicazioni già adottate. Quest'ultimo approccio, chiamato di Project Information Management, è stato introdotto da ICT come iniziativa di miglioramento e messo a disposizione delle funzioni di

Ingegneria, Project Management e Qualità allo scopo di individuare aree di intervento in chiave di efficienza.

Attraverso le partnership con i più importanti fornitori di soluzioni software, ICT prosegue l'applicazione di una strategia volta a favorire l'adozione, dove possibile, di piattaforme standard, arricchite dal dialogo continuo tra i centri di sviluppo del fornitore e gli esperti funzionali di Saipem. È stata completata con successo l'adozione del nuovo strumento di modellazione Intergraph SmartPlant 3D e la messa a punto di nuove procedure di automazione della modellazione e di controllo incrociato della qualità dei dati ingegneristici. Altre iniziative di supporto al business sono legate al supporto delle attività di cantiere che beneficiano di un nuovo applicativo, dedicato alla gestione dei piping spool e della documentazione tecnica associata.

È stato effettuato il deployment della nuova suite di gestione della costruzione Cosmo che integra al suo interno la pianificazione delle attività di cantiere integrate con Oracle Primavera, la contabilizzazione delle attività eseguite e la predisposizione dei piani di pre-commissioning e commissioning, nonché un nuovo sistema dedicato alla qualità.

Per quanto riguarda invece l'infrastruttura IT, nel primo semestre 2014 sono stati completati gli ultimi siti previsti dal progetto WIE – Windows Infrastructure Evolution – che porta in azienda i benefici provenienti dalle nuove funzionalità dei prodotti Microsoft, e prepara il terreno alle prossime release di tali prodotti.

Abbiamo inoltre aperto dal 2013 una presenza ICT in Chennai in Saipem India anche per l'offshoring di alcune attività infrastrutturali; abbiamo così gettato le basi per l'internazionalizzazione del servizio di presidio delle infrastrutture per il Gruppo Saipem, attivando da luglio 2014 i servizi di copertura 24x7 di primo livello per la gestione internazionale di server e reti locali.

Le attività di governance e i processi di compliance e di sicurezza sono stati svolti secondo calendario; proseguono le nuove iniziative ICT per la standardizzazione dei processi di definizione dei profili applicativi per i principali software aziendali, nonché un'automazione del processo di associazione profilo-utente, con l'adozione del modulo CA RCM per la gestione dei ruoli e dei profili. Questo approccio si combina con un uso avanzato delle tecnologie di sicurezza informatica, e tende a mitigare l'esposizione al rischio di minacce alla sicurezza dei dati nell'ambito dei trattamenti previsti dai sistemi informativi aziendali.

In ambito sicurezza sono stati completati i task relativi all'introduzione di sistemi avanzati per la gestione delle credenziali, in particolare con l'adozione del FastLogon di Oracle, una funzione che consente di accedere alle principali applicazioni aziendali in modalità Single Sign-On.



Gestione dei rischi d'impresa

Saipem si impegna a promuovere e mantenere un adeguato sistema di controllo interno e di gestione dei rischi costituito dall'insieme degli strumenti, strutture organizzative e normative aziendali volti a consentire la salvaguardia del patrimonio aziendale, l'efficienza e l'efficacia dei processi aziendali, l'affidabilità dell'informazione finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti, nonché dello statuto e delle procedure aziendali. La struttura del sistema di controllo interno di Saipem è parte integrante del modello organizzativo e gestionale dell'azienda e coinvolge, con diversi ruoli, gli organi amministrativi, gli organismi di vigilanza, gli organi di controllo, il management e tutto il personale, ispirandosi ai principi contenuti nel Codice Etico e nel Codice di Autodisciplina, tenendo conto della normativa applicabile, del framework di riferimento "CoSO Report" e delle best practice nazionali e internazionali.

Informazioni di maggior dettaglio sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, anche con riferimento alla sua architettura, strumenti e funzionamento, nonché sui ruoli, responsabilità e attività dei suoi principali attori, sono contenute nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari di Saipem, cui si rinvia.

I principali rischi industriali 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 ed 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 Saipem 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 individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati 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.

L'obiettivo di risk management del Gruppo Saipem 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 con moneta diversa dall'euro, non è oggetto di copertura. Saipem adotta una strategia volta a minimizzare l'esposizione al rischio di 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 dall'Unità Finanza di Eni SpA sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. 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 del 2014 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 dell'esercizio, 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 -123 milioni di euro (-2 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -440 milioni di euro (-270 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

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 123 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 447 milioni di euro (275 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

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

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati dal Management.

La funzione Finanza del Gruppo Saipem valuta, in occasione della stipula di finanziamenti a lungo termine negoziati a tassi variabili, la rispondenza con gli obiettivi stabiliti e, ove ritenuto opportuno, interviene gestendo il rischio di oscillazione tassi di interesse mediante operazioni di Interest Rate Swap (IRS). 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. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata dall'Unità Finanza di Eni SpA sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. 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:

- 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 dell'esercizio, mentre per quanto riguarda le passività finanziarie a breve e lungo termine si è fatto riferimento all'esposizione media dell'anno e al tasso medio di esercizio. Una variazione positiva dei tassi di interesse comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di -5 milioni di euro (-10 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -5 milioni di euro (-10 milioni di euro al 31 dicembre 2013). Una variazione negativa dei tassi di interesse comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di 5 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 5 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

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 di prezzo delle commodity

I risultati economici di Saipem possono essere influenzati anche da variazione 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 la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere da Saipem hanno finalità di copertura (attività di hedging) a fronte di sottostanti impegni contrattuali. Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura, ma che siano comunque altamente probabili (cd. hedging anticipato).

Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti

derivati su commodity, essa viene calcolata dall'Unità Finanza di Eni SpA sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. 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 e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta, di 1 milione di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2013). Un'ipotetica variazione negativa del 10% nei prezzi sottostanti non comporterebbe alcun effetto significativo sul risultato economico e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta, di -1 milione di euro (-2 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

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 scadenze di riferimento.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione di Saipem a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le società del Gruppo adottano Linee Guida definite dalla Funzione Finanza di Saipem in coerenza con il modello di finanza accentrata di Eni.

La situazione di criticità venutasi a creare sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di ulteriori misure cautelative mirate a evitare concentrazioni di rischio/attività. Tale situazione ha inoltre comportato l'identificazione di parametri e condizioni entro i quali consentire l'operatività in strumenti derivati.

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

Al 30 giugno 2014 vi erano limitate concentrazioni di rischio di credito ritenute non critiche.

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 addizionali 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, perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e un'adeguata struttura degli affidamenti bancari.

Alla data del 30 giugno 2014 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.778 milioni di euro; in aggiunta Eni SpA assicura affidamenti a Saipem SpA in ottemperanza alle convenzioni di tesoreria accentrata previste per il Gruppo Eni. 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
	2015 ^(*)	2016	2017	2018	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	2.157	568	488	428	1.526	5.167
Passività finanziarie a breve termine	1.394	-	-	-	-	1.394
Passività per strumenti derivati	89	-	-	-	-	89
	3.640	568	488	428	1.526	6.650
Interessi su debiti finanziari	170	89	75	51	25	410

(*) Include il secondo semestre 2014.

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			
	2015 (*)	2016-2018	Oltre	Totale
Debiti commerciali	2.728	-	-	2.728
Altri debiti e anticipi	2.405	-	-	2.405

(*) Include il secondo semestre 2014.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

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

(milioni di euro)	Anni di scadenza					
	2015 (*)	2016	2017	2018	Oltre	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili	114	71	85	57	257	584

(*) Include il secondo semestre 2014.

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente immobili per uffici, time charter a lungo termine e terreni.

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	
	2014	2015
Impegni per Major Projects	24	2
Impegni per altri investimenti	128	12
Totale	152	14

Rischio HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente)

Le attività 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.

Saipem presta la massima attenzione al costante miglioramento delle performance di sicurezza, della tutela della salute, delle prestazioni ambientali e alla minimizzazione degli impatti dovuti alle proprie attività operative, nonché al rispetto delle normative vigenti. Il continuo processo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi afferenti salute, sicurezza e ambiente è quindi 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.

Il modello organizzativo HSE definisce a tale scopo diversi livelli di responsabilità, partendo dalle posizioni della Società più vicine alle fonti di rischio, che sono più adatte per valutare i potenziali impatti e a elaborare adeguate misure preventive. Inoltre, specifiche strutture HSE svolgono attività di governo, coordinamento, supporto e controllo e garantiscono l'emissione e l'aggiornamento di Linee Guida, procedure e best practice al fine di conseguire il miglioramento continuo. Nel corso degli ultimi anni, con la legge n. 121/2011 sono stati inse-

riti anche i reati ambientali (dopo i reati in materia di salute e sicurezza) tra i reati-presupposto previsti dal decreto legislativo n. 231/2001 sulla responsabilità amministrativa degli enti. Per questo Saipem ha avviato un piano di azione coinvolgendo un team multifunzionale con l'obiettivo di rendere il proprio modello idoneo alla prevenzione anche dei reati ambientali che ha portato, tra l'altro, a un aggiornamento del sistema documentale HSE.

Campagne specifiche di sensibilizzazione sulle tematiche di salute, sicurezza e ambiente vengono frequentemente lanciate e implementate sui siti operativi. Tra queste si ricordano la campagna "Leadership in Health and Safety", la campagna "Choose Life", la campagna "Working at Height" dedicata alla prevenzione degli infortuni dovuti alle cadute dall'alto.

Saipem da sempre investe molto anche nella formazione HSE e ancora oggi sta lavorando per favorire e facilitare la formazione non solo a livello teorico, ma anche dal punto di vista pratico, specialmente sugli aspetti HSE più rilevanti.

Tutte le iniziative e la gestione delle tematiche HSE sono oggetto di periodica verifica sia interna che da parte di enti terzi indipendenti. Questi enti attestano la qualità gestionale dell'HSE rilasciando certificazioni di conformità con gli standard internazionali ISO 14001 (Ambiente) e OHSAS 18001 (Salute e Sicurezza). Sia Saipem SpA che altre società del Gruppo hanno già conseguito questi traguardi. Le attività di controllo HSE sono svolte direttamente o indirettamente anche ai contrattisti.

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 avere un grado minore di stabilità dal punto di vista politico, sociale 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 condizioni 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 monitora periodicamente i 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.

Il D.Lgs. n. 81/2008 ha posto le basi per un nuovo modello di valutazione dei rischi in cui l'area della Security potrà essere progressivamente ricompresa attraverso l'inclusione nei cosiddetti "rischi particolari" espressamente citati nell'art. 28 del T.U. Sicurezza a tenore del quale *"La valutazione di cui all'art. 17, comma 1, lettera a) [...] deve riguardare tutti i rischi per la sicurezza e la salute dei lavoratori, ivi compresi quelli riguardanti gruppi di lavoratori esposti a rischi particolari..."*.

Per la gestione degli "specifici" rischi di Security cui è esposta nei Paesi in cui opera, Saipem si è dotata di un articolato modello di Security, la cui attività si ispira ai criteri di prevenzione, precauzione, protezione, informazione, promozione e partecipazione, con l'obiettivo di preservare l'incolumità dei dipendenti, dei contrattisti e del pubblico, nonché l'integrità degli asset e la reputazione del brand. L'azione della Funzione Security si concretizza nella realizzazione di un sistema di gestione complessivo di Security, inteso come

strumento organizzativo/normativo/procedurale per poter minimizzare i rischi e gestire le conseguenze di eventi di Security. Esso è finalizzato alla gestione del rischio derivante da azioni anti-giuridiche di persone fisiche o giuridiche, che espongono l'azienda e il suo patrimonio, di persone, beni e immagine a potenziali danni.

Ciò è reso possibile grazie alla sinergia esistente tra le funzioni Security e le unità tecniche di gestione delle certificazioni marittime e delle basi logistiche.

Saipem nel suo ruolo di "Contractor" assicura così l'applicazione di elevati requisiti di Security e supporta il business in tutte le fasi contrattuali da quella commerciale a quelle esecutive, affinché tutte le attività operative si svolgano in un'adeguata cornice di sicurezza per il personale e per gli asset aziendali.

Rischi specifici di progetto

La Funzione Industrial Risk Management è focalizzata principalmente nel:

- promuovere l'applicazione della metodologia di Risk Management nelle offerte e in fase esecutiva, sui progetti gestiti dalle Business Unit e sui principali progetti di investimento in corso;
- assicurare il reporting periodico al Management sui principali "project risk" 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 nel corso delle attività di business, contribuendo anche 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

La struttura del programma assicurativo Corporate prevede una prima fascia di rischio auto-assicurata tramite una società captive di riassicurazione, in eccesso alla quale opera un programma assicurativo catastrofale di mercato.

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 od 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 o 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 prodotti sia durante la navigazione che durante le attività specialistiche offshore di perforazione e costruzione; tali responsabilità sono assicurate tramite un P&I Club facente parte dell'International Group of P&I Clubs.
- 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.
- Polizza "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.

Uno strumento chiave nella gestione dei rischi assicurabili di Saipem è rappresentato dalla Sigurd Rück AG, la società captive di riassicurazione, che opera a copertura della prima fascia 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.

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 2014 ammonta a 441.410.900 euro. Alla stessa data le azioni in circolazione sono 439.471.068; 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 2014 fra le controllate Saipem rientrano nella previsione regolamentare diciotto società. Precisamente:

- Saipem Australia Pty Ltd;
- Petrex SA;
- Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc;
- Saipem Contracting (Nigeria) Ltd;
- PT Saipem Indonesia;
- ER SAI Caspian Contractor Llc;
- Saipem Misr for Petroleum Services (S.A.E.);
- Saipem (Nigeria) Ltd;
- Saudi Arabian Saipem Ltd;
- Global Petroprojects Services AG;
- Saipem America Inc;
- Saipem Asia Sdn Bhd;
- Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda;
- Saipem Contracting Algérie SpA;
- Saipem Canada Inc;
- Saipem Offshore Norway AS;
- Saipem Drilling Norway AS;
- Sajer Iraq Llc.

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

Nel piano di adeguamento per il 2014 si procederà inoltre con l'implementazione del sistema di controllo interno per le finalità previste dallo stesso art. 36 nella seguente società:

- Saimexicana SA de Cv.

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 9 dell'art. 2.6.2. del Regolamento dei Mercati Organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA, il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 14 marzo 2014 ha

verificato che la Società soddisfa tutti i requisiti richiesti elencati dal comma 1 dell'art. 37 del Regolamento Mercati Consob ("RM"), per la quotazione di azioni di società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altre società.

Il Consiglio di Amministrazione del 14 marzo 2014 aveva verificato che la composizione dello stesso Consiglio, nominato dall'Assemblea del 4 maggio 2011 e dei comitati, costituiti in seno al Consiglio stesso, corrispondesse a quanto previsto dalla lettera d) dell'art. 37, comma 1 RM; il Consiglio di Amministrazione era infatti composto in maggioranza da amministratori indipendenti e i comitati (Comitato per la Remunerazione e le Nomine, Comitato per il Controllo e Rischi) esclusivamente da amministratori indipendenti.

A seguito della nomina del Consiglio di Amministrazione da parte dell'Assemblea del 6 maggio 2014, il Consiglio di Amministrazione del 9 maggio 2014 ha altresì verificato che la composizione del nuovo Consiglio corrispondesse a quanto previsto dalla lettera d) dell'art. 37, comma 1 RM; il Consiglio di Amministrazione è infatti composto in maggioranza da amministratori indipendenti. Il Collegio Sindacale ha, a sua volta, verificato la corretta applicazione dei criteri adottati dal Consiglio di Amministrazione.

Il Consiglio di Amministrazione del 26 maggio 2014, nominando i componenti del Comitato per la Remunerazione e le Nomine e del Comitato per il Controllo e Rischi, ha dato atto che detti comitati sono composti esclusivamente da amministratori indipendenti, secondo quanto previsto dalla lettera d) dell'art. 37, comma 1 RM.

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 44 delle "Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato".

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 44 "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 Saipem si è aggiudicata nuovi contratti per oltre 1 miliardo di euro.

In Brasile, Petrobras ha assegnato a Saipem l'estensione per quattro anni del contratto di noleggio della FPSO Cidade de Vitoria situata presso il campo di Petrobras Golfinho, nel bacino di Espirito Santo, oltre a un contratto per le opere di modifica e potenziamento del mezzo. La FPSO Cidade de Vitoria, di proprietà e gestita operativamente da Saipem, è noleggiata a Petrobras dal 2005. La durata del contratto è stata estesa per altri quattro anni, fino al 2022.

I lavori di modifica eseguiti da Saipem incrementeranno la capacità di trattamento dell'acqua prodotta e permetteranno il collegamento di altri due pozzi a gas ad alto livello di condensati a partire dal primo trimestre del 2016.

I lavori di ingegneria saranno eseguiti in Francia presso il Saipem Execution Center, mentre la prefabbricazione e installazione della topside sarà realizzata in Brasile.

In Angola Saipem si è aggiudicata da Sonangol P&P l'estensione di due anni del contratto di noleggio e di gestione operativa della FPSO Gimboa. Il mezzo è di proprietà di Saipem che ne cura anche la gestione operativa e opera nel Blocco 4/05 dal 2006.

Il contratto è stato prolungato di due anni fino al primo trimestre del 2017.

In Indonesia, per conto Eni Muara Bakau BV, un contratto per l'utilizzo dello Scarabeo 7 per la perforazione di almeno 12 pozzi nell'offshore indonesiano; il progetto verrà completato entro il primo trimestre 2017.

In Africa Occidentale, il contratto per l'utilizzo dello Scarabeo 3 è stato esteso fino a marzo 2015. Per conto NDC, l'estensione di 24 mesi del contratto del mezzo di perforazione autosollevante Perro Negro 2 per le attività di perforazione nel Golfo Persico, a partire da gennaio 2015.

In Ecuador, per conto EP Petroamazonas, l'estensione di 10 mesi per il noleggio del mezzo di perforazione autosollevante Ocean Spur, gestito operativamente da Saipem, ma non di sua proprietà, fino a tutto il primo trimestre del 2015. Nel settore delle perforazioni onshore, Saipem si è aggiudicata nuovi contratti da diversi clienti per il noleggio di 31 impianti di perforazione in America Latina: ventuno in Venezuela, sette in Perù, due in Colombia e uno in Ecuador. I contratti hanno una durata che varia dai tre mesi ai due anni e avranno tutti inizio nel corso del 2014.

Evoluzione prevedibile della gestione

Il 2014 sarà ancora un anno di transizione. Saipem ha rivisto la guidance per l'anno in corso presentata al termine dell'esercizio 2013. La precedente previsione di ricavi tra 12,5 e 13,6 miliardi di euro è stata fissata a circa 13 miliardi di euro. La forbice relativa all'EBIT, previsto tra 600 e 750 milioni di euro, è stata ristretta a un livello compreso tra 600 e 700 milioni di euro, mentre l'utile netto compreso tra 280 e 380 milioni di euro è ora previsto tra i 280 e i 330 milioni di euro.

Gli obiettivi di EBIT e utile netto sono stati impattati da alcuni nuovi elementi emersi nel corso del trimestre quali il rallentamento nell'avvio di alcuni nuovi progetti, la sospensione da parte di Statoil dello Scarabeo 5 da ottobre 2014 a gennaio 2015, e il prolungarsi della fermata per manutenzione dello Scarabeo 7. Questi nuovi elementi si aggiungono all'impatto dell'incidente avvenuto in Brasile all'inizio di quest'anno sul progetto P55, già illustrato ad aprile scorso. Sulla guidance, che precedentemente era stata fissata sulla base della management view, incide inoltre l'effetto dei nuovi principi contabili IFRS 10 e 11 che regolano il consolidamento delle joint venture.

L'esecuzione efficiente dei vecchi contratti a bassa marginalità, la cui quota di valore della produzione per il resto dell'anno è stimata in circa 2,7 miliardi di euro, rimane un fattore importante nel determinare l'EBIT per l'anno in corso.

La guidance relativa agli investimenti tecnici rimane invariata a 750 milioni di euro.

In termini di debito netto, Saipem ha modificato le previsioni per il 2014 da 4,2 miliardi di euro a una forbice compresa tra 4,2 e 4,5 miliardi di euro. Questo riflette l'incertezza relativa alla tempistica dei pagamenti legati alla positiva conclusione delle negoziazioni in corso sui contratti a bassa marginalità. Saipem confida in un significativo miglioramento del capitale circolante rispetto ai livelli attuali.

Guardando al medio periodo, quando i vecchi contratti a bassa marginalità saranno stati definitivamente completati e sostituiti nel portafoglio ordini da contratti remunerativi, Saipem prevede un ritorno a un business E&C normalizzato con margini in linea con la media storica.

In particolare, nell'E&C Offshore Saipem prevede ricavi tra i 6 e 7 miliardi di euro; la marginalità a livello di EBIT delle attività E&C Offshore varia nella fascia media compresa tra il 10 e il 20%; per i floaters, i cui risultati sono esposti nella business unit E&C Offshore, si prevede, invece, una marginalità di poco inferiore al 10%. Pertanto, la marginalità media della business unit dipenderà dalla proporzione del contributo delle due tipologie di attività.

Nell'E&C Onshore Saipem ha l'obiettivo di raggiungere ricavi tra i 3,5 e i 4,5 miliardi di euro all'anno con un EBIT intorno al 5%.

Inoltre si prevede che nel medio periodo le attività di Drilling continueranno a registrare una performance stabile grazie alla lunga durata dei contratti in corso.

Gli investimenti tecnici per la manutenzione e il miglioramento della nostra flotta e relativi a nuovi equipaggiamenti per progetti specifici sono previsti a circa 750 milioni di euro.

Infine sulla base degli obiettivi finanziari appena descritti, si prevede che la posizione finanziaria netta migliori progressivamente fino a raggiungere i 2 miliardi di euro alla fine del 2017.

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 del risultato 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 al risultato

operativo. Il margine operativo lordo è una grandezza economica intermedia e viene calcolato sommando gli ammortamenti al risultato 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.

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)	31.12.2013 riesposto		30.06.2014	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
A) Attività materiali nette		7.912		7.910
Nota 8 - Immobili, impianti e macchinari	7.912		7.910	
B) Attività immateriali nette		758		759
Nota 9 - Attività immateriali	758		759	
C) Partecipazioni		158		169
Nota 10 - Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	166		174	
Ricl. da E) - fondo copertura perdite di imprese partecipate	(8)		(5)	
D) Capitale circolante		1.091		1.477
Nota 3 - Crediti commerciali e altri crediti	3.240		2.967	
Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(30)		(55)	
Nota 4 - Rimanenze	2.277		3.141	
Nota 5 - Attività per imposte sul reddito correnti	267		249	
Nota 6 - Attività per altre imposte correnti	278		271	
Nota 7 - Altre attività correnti	376		214	
Nota 11 - Altre attività finanziarie	1		1	
Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1)		(1)	
Nota 12 - Attività per imposte anticipate	126		139	
Nota 13 - Altre attività non correnti	151		138	
Nota 15 - Debiti commerciali e altri debiti	(5.129)		(5.133)	
Nota 16 - Passività per imposte sul reddito correnti	(137)		(116)	
Nota 17 - Passività per altre imposte correnti	(130)		(169)	
Nota 18 - Altre passività correnti	(117)		(143)	
Nota 22 - Passività per imposte differite	(81)		(26)	
Nota 23 - Altre passività non correnti	(2)		-	
E) Fondi per rischi e oneri		(196)		(169)
Nota 20 - Fondi per rischi e oneri	(204)		(174)	
Ricl. a C) - fondo copertura perdite di imprese partecipate	8		5	
F) Fondo per benefici ai dipendenti		(219)		(221)
Nota 21 - Fondi per benefici ai dipendenti	(219)		(221)	
CAPITALE INVESTITO NETTO		9.504		9.925
G) Patrimonio netto		4.652		4.773
Nota 25 - Patrimonio netto di Saipem	4.652		4.773	
H) Capitale e riserve di terzi		92		48
Nota 24 - Capitale e riserve di terzi azionisti	92		48	
I) Indebitamento finanziario netto		4.760		5.104
Nota 1 - Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.299)		(1.401)	
Nota 2 - Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(26)		-	
Nota 14 - Passività finanziarie a breve termine	1.899		1.394	
Nota 19 - Passività finanziarie a lungo termine	2.859		3.125	
Nota 19 - Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.358		2.042	
Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 2)	(30)		(55)	
Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 10)	(1)		(1)	
COPERTURE		9.504		9.925

Voci del conto economico riclassificato

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

- le voci "altri ricavi e proventi" pari a 8 milioni di euro afferenti a risarcimento danni (2 milioni di euro), plusvalenze da vendite immobilizzazioni (1 milione di euro) e rimborsi per prestazioni che non costituiscono l'attività caratteristica (5 milioni di euro), indicati nello schema obbligatorio nella voce "Altri ricavi e proventi" sono stati portati in diminuzione delle corrispondenti componenti di costo nel conto economico riclassificato;
- le voci "proventi finanziari" (333 milioni di euro), "oneri finanziari" (-373 milioni di euro) e "strumenti derivati" (-70 milioni di euro), indicate separatamente nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "oneri finanziari netti" (-110 milioni di euro) del conto economico riclassificato.

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" (362 milioni di euro), "variazione fondo per benefici ai dipendenti" (2 milioni di euro), "altre variazioni" (13 milioni di euro) ed "effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto" (-13 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" (338 milioni di euro);
- le voci "imposte sul reddito" (64 milioni di euro), "interessi passivi" (83 milioni di euro) e "interessi attivi" (-2 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" (145 milioni di euro);
- le voci relative alle "altre attività e passività" (95 milioni di euro), dei "fondi per rischi e oneri" (-27 milioni di euro), alle variazioni delle "rimanenze" (-835 milioni di euro), dei "crediti commerciali" (419 milioni di euro) e dei "debiti commerciali" (-34 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" (-382 milioni di euro);
- le voci "interessi incassati" (1 milione di euro), "dividendi incassati" (1 milione di euro), "imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati" (-108 milioni di euro) e "interessi pagati" (-78 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 e incassati" (-184 milioni di euro);
- le voci relative agli investimenti in "attività immateriali" (-5 milioni di euro) e "attività materiali" (-324 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa degli investimenti nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "investimenti tecnici" (-329 milioni di euro);
- le voci relative ai disinvestimenti in "titoli" (26 milioni di euro), investimenti in "crediti finanziari" (-39 milioni di euro), disinvestimenti in "crediti finanziari" (14 milioni di euro) e disinvesti-

menti in "partecipazioni" (7 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività di investimento nello schema obbligatorio, sono esposte nella voce "investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento" (7 milioni di euro);

- le voci "assunzione di debiti finanziari non correnti" (504 milioni di euro), "rimborsi di debiti finanziari non correnti" (-207 milioni di euro) e "incremento (decremento) di debiti finanziari correnti" (117 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" (414 milioni di euro).

Le altre voci sono direttamente riconducibili allo schema obbligatorio.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato



saipem

Schemi di bilancio

Stato patrimoniale

[milioni di euro]

01.01.2013 riesposto		31.12.2013 riesposto ^[1]		30.06.2014		
Totale	Nota	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
ATTIVITÀ						
Attività correnti						
1.244	Disponibilità liquide ed equivalenti	(N. 1)	1.299	715	1.401	760
-	Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(N. 2)	26		-	
3.209	Crediti commerciali e altri crediti	(N. 3)	3.240	851	2.967	831
2.316	Rimanenze	(N. 4)	2.277		3.141	
230	Attività per imposte sul reddito correnti	(N. 5)	267		249	
268	Attività per altre imposte correnti	(N. 6)	278		271	
381	Altre attività correnti	(N. 7)	376	227	214	68
7.648	Totale attività correnti		7.763		8.243	
Attività non correnti						
8.183	Immobili, impianti e macchinari	(N. 8)	7.912		7.910	
755	Attività immateriali	(N. 9)	758		759	
173	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(N. 10)	166		174	
1	Altre attività finanziarie	(N. 11)	1		1	
91	Attività per imposte anticipate	(N. 12)	126		139	
173	Altre attività non correnti	(N. 13)	151	2	138	3
9.376	Totale attività non correnti		9.114		9.121	
17.024	TOTALE ATTIVITÀ		16.877		17.364	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO						
Passività correnti						
1.740	Passività finanziarie a breve termine	(N. 14)	1.899	1.698	1.394	1.108
400	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	1.358	1.357	2.042	1.841
4.822	Debiti commerciali e altri debiti	(N. 15)	5.129	428	5.133	280
237	Passività per imposte sul reddito correnti	(N. 16)	137		116	
125	Passività per altre imposte correnti	(N. 17)	130		169	
90	Altre passività correnti	(N. 18)	117	114	143	96
7.414	Totale passività correnti		8.770		8.997	
Passività non correnti						
3.543	Passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	2.859	2.659	3.125	3.125
177	Fondi per rischi e oneri	(N. 20)	204		174	
242	Fondi per benefici ai dipendenti	(N. 21)	219		221	
121	Passività per imposte differite	(N. 22)	81		26	
2	Altre passività non correnti	(N. 23)	-		-	
4.085	Totale passività non correnti		3.363		3.546	
11.499	TOTALE PASSIVITÀ		12.133		12.543	
PATRIMONIO NETTO						
148	Capitale e riserve di terzi azionisti	(N. 24)	92		48	
5.377	Patrimonio netto di Saipem:	(N. 25)	4.652		4.773	
441	- capitale sociale	(N. 26)	441		441	
55	- riserva sopraprezzo delle azioni	(N. 27)	55		55	
86	- altre riserve	(N. 28)	75		68	
3.934	- utili relativi a esercizi precedenti		4.283		4.116	
904	- utile (perdita) del periodo		(159)		136	
(43)	- azioni proprie	(N. 29)	(43)		(43)	
5.525	Totale patrimonio netto di Gruppo		4.744		4.821	
17.024	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		16.877		17.364	

[1] Per il dettaglio degli effetti della riesposizione si veda il paragrafo "Riesposizione dei dati comparativi" nelle Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conto economico

(milioni di euro)

	Nota	Primo semestre 2013 riesposto ⁽¹⁾		Primo semestre 2014	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	(N. 32)	5.246	1.017	5.966	968
Altri ricavi e proventi	(N. 33)	3	-	12	8
Totale ricavi		5.249		5.978	
Costi operativi					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(N. 34)	(4.023)	(124)	(4.126)	(154)
Costo del lavoro	(N. 35)	(1.099)		(1.197)	
Ammortamenti e svalutazioni	(N. 36)	(351)		(362)	
Altri proventi (oneri) operativi	(N. 37)	(1)	(1)	-	-
RISULTATO OPERATIVO		(225)		293	
Proventi (oneri) finanziari					
Proventi finanziari		227	3	333	-
Oneri finanziari		(238)	(61)	(373)	(67)
Strumenti derivati		(80)	(80)	(70)	(71)
Totale proventi (oneri) finanziari	(N. 38)	(91)		(110)	
Proventi (oneri) su partecipazioni					
Effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto		9		13	
Altri proventi su partecipazioni		-		4	
Totale proventi (oneri) su partecipazioni	(N. 39)	9		17	
RISULTATO ANTE IMPOSTE		(307)		200	
Imposte sul reddito	(N. 40)	(15)		(64)	
RISULTATO NETTO		(322)		136	
di competenza:					
- Saipem		(330)		136	
- terzi azionisti	(N. 41)	8		-	
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza Saipem (ammontare in euro per azione)					
Utile (perdita) per azione semplice	(N. 42)	(0,751)		0,310	
Utile (perdita) per azione diluito	(N. 42)	(0,750)		0,309	

[1] Per il dettaglio degli effetti della riesposizione si veda il paragrafo "Riesposizione dei dati comparativi" nelle Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Prospetto del conto economico complessivo

(milioni di euro)

	Primo semestre 2013 riesposto ⁽¹⁾	Primo semestre 2014
Utile (perdita) netto del periodo	(322)	136
Altre componenti del conto economico complessivo		
Componenti non riclassificabili a conto economico		
Valutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti	-	-
Effetto fiscale relativo alle componenti non riclassificabili	-	-
Componenti riclassificabili a conto economico		
Variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge ⁽²⁾	(112)	(48)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(21)	19
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	(1)
Effetto fiscale relativo alle componenti riclassificabili	16	17
Totale altre componenti del conto economico complessivo, al netto dell'effetto fiscale	(117)	(13)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(439)	123
Di competenza:		
- Gruppo Saipem	(448)	123
- terzi azionisti	9	-

[1] Per il dettaglio degli effetti della riesposizione si veda il paragrafo "Riesposizione dei dati comparativi" nelle Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

[2] 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 cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva per differenze cambio da conversione	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Utili relativi a esercizi precedenti	Utile (perdita) del periodo	Azioni proprie	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2012 riesposti	441	55	7	88	-	47	(43)	(13)	3.934	659	(43)	5.132	148	5.280
Utile (perdita) primo semestre 2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(330)	-	(330)	8	(322)
Altre componenti del conto economico complessivo														
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	(96)	-	-	-	-	-	(96)	-	(96)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	(22)	-	-	-	-	(22)	1	(21)
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2013	-	-	-	-	-	(96)	(22)	-	-	(330)	-	(448)	9	(439)
Operazioni con gli Azionisti														
Dividendi distribuiti primo semestre 2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(299)	-	(299)	(38)	(337)
Riporto a nuovo utile	-	-	-	-	-	-	-	-	360	(360)	-	-	-	-
Apporto interessenze terzi società Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Altri movimenti di patrimonio netto														
Altre variazioni	-	-	-	-	-	1	-	-	(1)	-	-	-	-	-
Operazioni under common control	-	-	-	-	-	-	-	-	33	-	-	33	-	33
Totale	-	-	-	-	-	1	-	-	392	(659)	-	(266)	(37)	(303)
Saldi al 30 giugno 2013	441	55	7	88	-	(48)	(65)	(13)	4.326	(330)	(43)	4.418	120	4.538
Utile secondo semestre 2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	171	-	171	15	186
Altre componenti dell'utile complessivo														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	11	-	-	-	11	-	11
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	-	-	(2)	-	(2)
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	133	-	-	-	-	-	133	-	133
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	(35)	(1)	(33)	-	-	(69)	(5)	(74)
Totale utile (perdita) complessivo secondo semestre 2013	-	-	-	-	-	133	(35)	8	(33)	171	-	244	10	254
Operazioni con gli Azionisti														
Dividendi distribuiti secondo semestre 2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(38)	(38)
Altri movimenti di patrimonio netto														
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)	-	-	(14)	-	(14)
Operazioni under common control	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4	-	4
Totale	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	-	-	(10)	(38)	(48)
Saldi al 31 dicembre 2013	441	55	7	88	-	85	(100)	(5)	4.283	(159)	(43)	4.652	92	4.744

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 cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva per differenze cambio da conversione	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Utili relativi a esercizi precedenti	Utile (perdita) del periodo	Azioni proprie	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2013	441	55	7	88	-	85	(100)	(5)	4.283	(159)	(43)	4.652	92	4.744
Utile (perdita) primo semestre 2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	136	-	136	-	136
Altre componenti dell'utile complessivo														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	(31)	-	-	-	-	-	(31)	-	(31)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	25	-	(6)	-	-	19	-	19
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	(1)	-	(1)
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2014	-	-	-	-	-	(31)	25	-	(7)	136	-	123	-	123
Operazioni con gli Azionisti														
Dividendi distribuiti primo semestre 2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(44)	(44)
Riporto a nuovo utile	-	-	-	-	-	-	-	-	(159)	159	-	-	-	-
Altri movimenti di patrimonio netto														
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	(1)	-	(1)	-	-	(2)	-	(2)
Operazioni under common control	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	-	(1)	-	(160)	159	-	(2)	(44)	(46)
Saldi al 30 giugno 2014	441	55	7	88	-	54	(76)	(5)	4.116	136	(43)	4.773	48	4.821

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2013 riesposto ⁽¹⁾	Primo semestre 2014
Utile (perdita) del periodo di Gruppo		(330)	136
Risultato di pertinenza di terzi azionisti		8	
Rettifiche per ricondurre l'utile del periodo al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti	(N. 36)	351	362
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(N. 36)	-	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(N. 39)	(9)	(13)
- (plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni di attività		1	(3)
- interessi attivi		(2)	(2)
- interessi passivi		74	83
- imposte sul reddito	(N. 40)	15	64
- altre variazioni		(9)	(13)
Variazioni del capitale di periodo:			
- rimanenze		(102)	(835)
- crediti commerciali		15	419
- debiti commerciali		(253)	(34)
- fondi per rischi e oneri		70	(27)
- altre attività e passività		891	95
<i>Flusso di cassa del capitale di periodo</i>		<i>720</i>	<i>232</i>
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		8	2
Dividendi incassati		1	1
Interessi incassati		3	1
Interessi pagati		(71)	(78)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(162)	(108)
Flusso di cassa netto da attività operativa		499	50
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 44)	<i>1.001</i>	<i>556</i>
Investimenti:			
- attività materiali	(N. 8)	(484)	(324)
- attività immateriali	(N. 9)	(6)	(5)
- partecipazioni	(N. 10)	(7)	(2)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		-	
- crediti finanziari		(15)	(39)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		<i>(512)</i>	<i>(370)</i>
Disinvestimenti:			
- attività materiali		-	-
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		42	-
- partecipazioni		-	7
- crediti finanziari		11	14
- titoli		-	26
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		<i>53</i>	<i>47</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento ⁽²⁾		(459)	(323)
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 44)	<i>-</i>	<i>-</i>

segue **Rendiconto finanziario**

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2013 riesposto ^[1]	Primo semestre 2014
Assunzione di debiti finanziari non correnti		1.115	504
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(495)	(207)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		(118)	117
		502	414
Dividendi pagati		(337)	(44)
Cessione di azioni proprie		-	-
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		165	370
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 44)	485	360
Effetto delle variazioni dell'area di consolidamento		-	-
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(10)	5
Flusso di cassa netto del periodo		195	102
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	(N. 1)	1.243	1.299
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	(N. 1)	1.438	1.401

[1] Per il dettaglio degli effetti della riesposizione si veda il paragrafo "Riesposizione dei dati comparativi" nelle Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

[2] 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 2013 riesposto	Primo semestre 2014
Investimenti finanziari:		
- crediti finanziari	(14)	(39)
	(14)	(39)
Disinvestimenti finanziari:		
- titoli		26
- crediti finanziari	10	14
	10	40
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(4)	1

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.

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 2014 illustrati nella sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2013 "Principi contabili di recente emanazione".

In particolare, ai fini della relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2014, rilevano le disposizioni dell'IFRS 10 "Bilancio consolidato" (di seguito IFRS 10), dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" (di seguito IFRS 11) e la versione aggiornata dello IAS 28 "Partecipazioni in società collegate e joint venture" di seguito sinteticamente riportate¹.

Le disposizioni dell'IFRS 10 forniscono una nuova definizione di controllo da applicarsi in maniera uniforme a tutte le imprese, ivi incluse le società veicolo (cd. structured entities). 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 influenzare i risultati economici.

Le disposizioni dell'IFRS 11 disciplinano la rilevazione di tutte le tipologie di accordi a controllo congiunto (joint arrangement) che i partecipanti classificano, come joint operation o joint venture, in relazione ai diritti e alle obbligazioni contrattuali sottostanti. In particolare: (i) una joint operation è un joint arrangement nel quale i partecipanti hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo; e (ii) una joint venture è un joint arrangement nel quale i partecipanti hanno diritti sulle attività nette dell'accordo.

La presenza di un veicolo societario non comporta necessariamente la classificazione dell'accordo come joint venture; diversamente un joint arrangement non strutturato tramite un veicolo societario separato è classificabile unicamente come joint operation.

Secondo le disposizioni dell'IFRS 11 le joint venture sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto. La partecipazione a una joint operation, strutturata o meno tramite un veicolo societario separato, comporta la rilevazione delle attività/passività e dei ricavi/costi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti al partecipante, indipendentemente dall'interessenza partecipativa detenuta. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività, le passività, i ricavi e i costi relativi alla joint operation sono valutati in conformità ai principi contabili applicabili.

La versione aggiornata dello IAS 28 prevede, tra l'altro che: (i) nel caso in cui una collegata diventi una joint venture (o viceversa) non è operato l'allineamento al fair value della quota mantenuta, in quanto tale quota con-

tinua a essere valutata secondo il metodo del patrimonio netto; e (ii) in presenza di un programma di vendita non totalitario di una partecipazione in una collegata o joint venture, la classificazione come attività destinate alla vendita sia operata con riferimento alla sola quota oggetto di cessione. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano a essere valutate con il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. Successivamente, la quota residua mantenuta è valutata secondo i criteri applicabili.

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della posizione di imponibile fiscale esistente alla data di chiusura del periodo. I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito 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 e le imprese collegate 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 2014, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Saipem nella riunione del 29 luglio 2014, 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; e (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

[1] Come indicato nella sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2013 "Principi contabili di recente emanazione", a cui si rinvia, a partire dal 1° gennaio 2014 sono inoltre entrate in vigore: (i) le disposizioni dell'IFRS 12 "Informativa sulle partecipazioni in altre entità"; (ii) le modifiche allo IAS 32 "Strumenti finanziari: esposizione in bilancio - compensazioni di attività e passività finanziarie", allo IAS 36 "Riduzione di valore delle attività - Informazioni integrative sul valore recuperabile delle attività non finanziarie" e allo IAS 39 "Strumenti finanziari: Rilevazione e valutazione - Novazione di derivati e continuazione della contabilizzazione di copertura". Le disposizioni dell'IFRS 12 non sono oggetto di applicazione nei bilanci intermedi; l'adozione delle modifiche allo IAS 32, allo IAS 36 e allo IAS 39 non ha prodotto effetti significativi.

di cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto delle interessenze 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 denominate 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 31.12.2013	Cambio al 30.06.2014	Cambio medio 2014
USA dollaro	1,3791	1,3658	1,37035
Regno Unito lira sterlina	0,8337	0,8015	0,821344
Algeria dinaro	107,787	108,335	107,523
Angola kwanza	134,616	133,274	133,816
Arabia Saudita riyal	5,17242	5,12237	5,1394
Argentina peso	8,98914	11,1068	10,7293
Australia dollaro	1,5423	1,4537	1,4989
Brasile real	3,2576	3,0002	3,14987
Canada dollaro	1,4671	1,4589	1,50288
Croazia kuna	7,6265	7,576	7,62468
EAU dirham	5,06539	5,03326	5,01636
Egitto lira	9,58716	9,72228	9,62222
India rupia	85,366	82,2023	83,2889
Indonesia rupia	16.764,8	16.248,2	16.058,3
Malesia ringgit	4,5221	4,3856	4,47712
Nigeria naira	220,886	222,541	222,871
Norvegia corona	8,363	8,4035	8,27655
Perù new sol	3,85865	3,81248	3,83776
Qatar riyal	5,02187	4,97292	4,98962
Romania nuovo leu	4,471	4,383	4,46428
Russia rublo	45,3246	46,3779	47,9924
Singapore dollaro	1,7414	1,7047	1,72792
Svizzera franco	1,2276	1,2156	1,22145

Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nell'esercizio di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate.

Le stime contabili sono critiche nel processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relative a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base dei giudizi e delle

assunzioni adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Con riferimento al dettaglio delle stime contabili si fa rinvio a quanto indicato nella Relazione Finanziaria Annuale 2013.

Modifica dei criteri contabili

Le disposizioni dell'IFRS 10, dell'IFRS 11 e dello IAS 28, omologate con il Regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economici 2013.

Gli effetti quantitativi dell'applicazione in bilancio dell'IFRS 11 sono riportati nel paragrafo "Riesposizione dei dati comparativi".

L'applicazione dell'IFRS 10 e della versione aggiornata dello IAS 28 non hanno prodotto effetti significativi.

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 6 maggio 2014, lo IASB ha emesso la modifica all'IFRS 11 "Accounting for Acquisitions of Interests in Joint Operations" (di seguito modifica all'IFRS 11), che disciplina il trattamento contabile da adottare alle operazioni di acquisizione dell'interesse iniziale o di interessenze addizionali in joint operation (senza modifica della qualificazione come joint operation) la cui attività soddisfa la definizione di business prevista dall'IFRS 3. In particolare, la quota acquisita nella joint operation è rilevata adottando le disposizioni previste per le operazioni di business combination applicabili a tali fattispecie, che includono, ma non si limitano: (i) alla valutazione al fair value delle attività e passività identificabili, diverse da quelle per le quali è previsto un differente criterio di valutazione; (ii) alla rilevazione a conto economico dei costi direttamente attribuibili all'acquisizione al momento del relativo sostenimento; (iii) alla rilevazione della fiscalità differita connessa alla rilevazione iniziale di attività (a eccezione del goodwill) o passività in presenza di differenze temporanee tra valore contabile e fiscale; (iv) alla rilevazione del goodwill derivante dal differenziale tra il corrispettivo trasferito e il fair value delle attività nette identificabili acquisite; e (v) alla verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della cash generating unit almeno annualmente o in presenza di impairment indicator. La modifica all'IFRS 11 è applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

In data 12 maggio 2014, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 "Clarification of Acceptable Methods of Depreciation and Amortisation", che considerano inappropriata l'adozione di una metodologia di ammortamento basata sui ricavi. Limitatamente alle attività immateriali, tale indicazione è considerata una presunzione relativa superabile solo al verificarsi di una delle seguenti circostanze: (i) il diritto d'uso di

un'attività immateriale è correlato al raggiungimento di una predeterminata soglia di ricavi da produrre; o (ii) quando è dimostrabile che il conseguimento dei ricavi e l'utilizzo dei benefici economici dell'attività siano altamente correlati. Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

In data 28 maggio 2014, lo IASB ha emesso l'IFRS 15 "Revenue from Contracts with Customers" (di seguito IFRS 15), che disciplina il timing e l'ammontare di rilevazione dei ricavi derivanti da contratti con i clienti (ivi inclusi i contratti afferenti a lavori su ordinazione). In particolare, l'IFRS 15 prevede che la rilevazione dei ricavi sia basata sui seguenti 5 step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation (ossia le promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente); (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; e (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta. Inoltre, l'IFRS 15 integra l'informativa di bilancio da fornire con riferimento a natura, ammontare, timing e incertezza dei ricavi e dei relativi flussi di cassa. Le disposizioni dell'IFRS 15 sono applicabili a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2017.

In data 24 luglio 2014, lo IASB ha finalizzato il progetto di revisione del principio contabile in materia di strumenti finanziari con l'emissione della versione completa dell'IFRS 9 "Financial Instruments" (di seguito IFRS 9). In particolare, le nuove disposizioni dell'IFRS 9: (i) modificano il modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie; (ii) introducono una nuova modalità di svalutazione delle attività finanziarie, che tiene conto delle perdite attese (cd. expected credit losses); e (iii) modificano le disposizioni in materia di hedge accounting. Le disposizioni dell'IFRS 9 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

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 2014

In seguito all'applicazione dei nuovi principi IFRS 10 "Bilancio consolidato" e IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" è stata rivista l'area di consolidamento. La rivisitazione ha comportato, per alcune società, la modifica del metodo di consolidamento.

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 SpA Saipem SpA Soci terzi	42,91 0,44 56,65		

Imprese controllate

Italia

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Denuke Scarl	San Donato Milanese	EUR	10.000	Saipem SpA Soci terzi	55,00 45,00	55,00	C.I.
Servizi Energia Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	291.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Smacemex Scarl	San Donato Milanese	EUR	10.000	Saipem SpA Soci terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
SnamprogettiChiyoda 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	5.494.210	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.
Construction Saipem Canada Inc	Montreal - Quebec (Canada)	CAD	1.000	Saipem Canada Inc	100,00	100,00	C.I.
ER SAI 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	ER SAI Caspian Contractor Llc	100,00	50,00	C.I.
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.
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.
North Caspian Service Co	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	762.729.045	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Professional Training Center Llc	Karakiyay District, Mangistau Oblast (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Contractor Llc	100,00	50,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest (valutazione in base all'interessenza nella partecipata derivante dai diritti e obblighi spettanti), P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	152.778.100	Saipem International BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	100,00	C.I.
SAGIO - Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Ltda	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem International BV Soci terzi	60,00 40,00	60,00	P.N.
Saigut SA de Cv	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA de Cv	100,00	100,00	C.I.
SAIMEP Lda	Maputo (Mozambico)	MZN	10.000.000	Saipem SA Saipem International BV	99,98 0,02	100,00	C.I.
Saimexicana SA de Cv	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	MXN	1.528.188.000	Saipem SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino (Cina)	USD	1.750.000	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	Canical (Portogallo)	EUR	299.278.738	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 de Perforaciones, Montajes y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (**) (***)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.805.300	Saipem International BV Soci terzi	99,90 0,10	99,90	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	West Perth (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	100.100	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	Algeri (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	698.696.299	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Drilling Co Private Ltd	Mumbai (India)	INR	50.273.400	Saipem International BV Saipem SA	49,73 50,27	100,00	C.I.
Saipem Drilling Norway AS	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem East Africa Ltd	Kampala (Uganda)	UGX	50.000.000	Saipem International BV Soci terzi	51,00 49,00	51,00	P.N.
Saipem India Projects Ltd	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Ingenieria Y Construcciones SLU	Madrid (Spagna)	EUR	80.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Libya LLC - 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 Ltd	Kingston upon Thames 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 Sàrl Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	99,99 0,01	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest (valutazione in base all'interessenza nella partecipata derivante dai diritti e obblighi spettanti), 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 Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	378.000	Saipem SpA	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 AS	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Offshore Norway AS	Sola (Norvegia)	NOK	120.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.695	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Services México SA de Cv	Delegacion Cuauhtemoc (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 (**)	Londra (Regno Unito)	GBP	9.705	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.
Sajer Iraq 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.
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.
Sigurd Rück AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	25.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151	Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Ltd (**)	Londra (Regno Unito)	GBP	9.900	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 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 International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest (valutazione in base all'interessenza nella partecipata derivante dai diritti e obblighi spettanti), P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

Imprese a controllo congiunto: joint operation

Estero

Regione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
O2 PEARL Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	W.I.
Saipon Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci terzi	60,00 40,00	60,00	W.I.
SPF - TKP Omifpro Snc	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	W.I.

Imprese a controllo congiunto: joint venture

Italia

Regione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio F.S.B.	Venezia - Marghera	EUR	15.000	Saipem SpA Soci terzi	28,00 72,00	28,00	Co.
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	Co.
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corp e Servizi Energia Italia SpA (**)	San Donato Milanese	EUR	1.000	Servizi Energia Italia SpA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.

Estero

Barber Moss Ship Management AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
CCS Netherlands BV (***)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	300.000	Saipem International BV Soci terzi	33,33 66,67	33,33	P.N.
Charville - Consultores e Serviços Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
CMS&A WII	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00	50,00	P.N.
CSC Japan Godo Kaisha (***)	Yokohama (Giappone)	JPY	3.000.000	CCS Netherlands BV	100,00	33,33	P.N.
CSC Western Australia Pty Ltd (***)	Perth (Australia)	AUD	30.000	CCS Netherlands BV	100,00	33,33	P.N.
CSFLNG Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	600.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (***)	Victoria Island - Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda	100,00	50,00	P.N.
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	500.000	Saipem SA Soci terzi	55,00 45,00	55,00	P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest (valutazione in base all'interessenza nella partecipata derivante dai diritti e obblighi spettanti), 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 (*)
Mangrove Gas Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Petromar Lda	Luanda (Angola)	USD	357.143	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00	70,00	P.N.
RPCO Enterprises Ltd (**)	Nicosia (Cipro)	EUR	17.100	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Saidel Ltd	Victoria Island - Lagos (Nigeria)	NGN	236.650.000	Saipem International BV Soci terzi	49,00 51,00	49,00	P.N.
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Sairus Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	83.603.800	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Société pour la Réalisation du Port de Tanger Méditerranée	Anjra (Marocco)	EUR	33.000	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67	33,33	P.N.
Southern Gas Constructors Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Sud-Soyo Urban Development Lda (***)	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci terzi	49,00 51,00	49,00	P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci terzi	40,00 60,00	40,00	P.N.
TMBYS SAS	Guyancourt (Francia)	EUR	30.000	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67	33,33	P.N.
TSGI Mühendislik İnşaat Ltd Şirketi	Istanbul (Turchia)	TRY	600.000	Saipem Ingenieria Y Construcciones SLU Soci terzi	30,00 70,00	33,33	P.N.

Imprese collegate

Italia

Ragione 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	P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese	EUR	51.646	Saipem SpA Soci terzi	50,36 49,64	50,36	P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	San Donato Milanese	EUR	51.646	Saipem SpA Soci terzi	52,00 48,00	52,00	P.N.
Modena Scarl (**)	San Donato Milanese	EUR	400.000	Saipem SpA Soci terzi	59,33 40,67	59,33	P.N.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	EUR	250.000	Saipem SpA Soci terzi	53,57 46,43	53,57	P.N.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci terzi	20,00 80,00	20,00	P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest (valutazione in base all'interessenza nella partecipata derivante dai diritti e obblighi spettanti), P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

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

Estero

Regione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00	20,00	P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00	20,00	P.N.
KWANDA Suporte Logistico Lda	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Saipem SA Soci terzi	40,00 60,00	40,00	P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	25,00 75,00	25,00	P.N.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	EUR	1.200.000	Sofresid Engineering SA Soci terzi	35,09 64,91	35,09	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	40,00	P.N.
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo - Concelho de Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci terzi	42,50 57,50	42,50	P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci terzi	35,00 65,00	24,50	P.N.
TSKJ II - Construções Internacionais, Sociedade Unipessoal, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	100,00	25,00	P.N.
TSKJ - Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000.000	TSKJ II - Construções Internacionais, Sociedade Unipessoal, Lda	100,00	25,00	P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	25,00 75,00	25,00	P.N.

Le società partecipate sono 111 di cui: 63 consolidate con il metodo integrale, 3 consolidate con il metodo del working interest, 43 valutate con il metodo del patrimonio netto e 2 valutate al costo.

Al 30 giugno 2014 le imprese di Saipem SpA sono così ripartite:

	Controllate			Joint operation			Collegate e joint venture		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese controllate/joint operation e loro partecipazioni	4	59	63	-	3	3	-	-	-
Consolidate con il metodo integrale	4	59	63	-	-	-	-	-	-
Consolidate con il metodo del working interest	-	-	-	-	3	3	-	-	-
Partecipazioni di imprese consolidate ⁽¹⁾	-	3	3	-	-	-	-	-	-
Valutate con il criterio del patrimonio netto	-	3	3	-	-	-	7	33	40
Valutate con il criterio del costo	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Totale imprese	4	62	66	-	3	3	9	33	42

[1] Le partecipazioni di imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative e le imprese in cui il consolidamento non produce effetti significativi.

[*] C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest (valutazione in base all'interessenza nella partecipata derivante dai diritti e obblighi spettanti), P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Variazioni dell'area di consolidamento

Le nuove disposizioni dei principi IFRS 10 "Bilancio consolidato" e IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" hanno generato delle variazioni sull'area di consolidamento. In particolare l'adozione del principio IFRS 11 ha comportato il consolidamento con il metodo del patrimonio netto delle seguenti società, precedentemente consolidate con il metodo proporzionale:

- CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno;
- Saipar Drilling Co BV;
- Rodano Scarl;
- Modena Scarl;
- ASG Scarl;
- CMS&A WII;
- RPCO Enterprises Ltd;
- FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda;
- Sairus LLC;
- Offshore Design Engineering Ltd;
- Petromar Lda;
- Société pour la Réalisation du Port de Tanger Méditerranée;
- Mangrove Gas Netherlands BV;
- Southern Gas Constructors Ltd;
- Charville - Consultores e Serviços Lda;
- TMBYS SAS;
- TSGI Mühendislik İnşaat Ltd Şirketi;
- CSFLNG Netherlands BV.

Nel corso dei primi sei mesi del 2014 non sono intervenute ulteriori variazioni significative nell'area di consolidamento del Gruppo rispetto alla relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2013. Le variazioni intervenute sono esposte nel seguito in ordine di accadimento.

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

- la società **Consorzio Libya Green Way**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- la società **Offshore Design Engineering Ltd**, e conseguentemente la sua controllata **Ode North Africa Llc**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata venduta a terzi;
- la società **Saipem Mediteran Usluge Doo**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- è stata costituita la società **Smacemex Scarl**, con sede in Italia, consolidata con il metodo integrale.

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

- la società **CSC Netherlands BV**, valutata con il metodo del patrimonio netto, ha cambiato la denominazione sociale in **CCS Netherlands BV**.

Riesposizione dei dati comparativi

Cambiamenti di principi contabili - IFRS 11

Come anticipato nel precedente paragrafo "Criteri di redazione", l'applicazione dell'IFRS 11 modifica i criteri di consolidamento della maggior parte delle società regolate da accordi di controllo congiunto del Gruppo Saipem perché classificabili come joint venture e quindi rilevabili con il metodo del patrimonio netto rispetto al metodo proporzionale sin qui utilizzato.

Gli effetti quantitativi dell'applicazione dell'IFRS 11 sullo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e al 31 dicembre 2013 sono di seguito indicati.

Procedimento Consob 1612/2013

Come riportato nella Relazione Finanziaria Annuale 2013, Saipem ha applicato nel bilancio 2013 il principio contabile internazionale IAS 8, paragrafo 42, a seguito dei rilievi posti da Consob circa la competenza delle revisioni di stima su alcuni progetti in corso di esecuzione al 31 dicembre 2012.

La rettifica in incremento del risultato dell'esercizio 2013 si riflette anche nello schema di conto economico del bilancio consolidato semestrale 2013, per finalità di raffronto.

Riepilogo degli effetti della riesposizione

La tabella di seguito esposta riflette gli effetti sopramenzionati dell'applicazione del principio IFRS 11 sullo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e al 31 dicembre 2013.

(milioni di euro)	Publicato	IFRS 11	Riesposto
1° gennaio 2013			
Attività correnti	7.806	(158)	7.648
di cui Disponibilità liquide ed equivalenti	1.325	(81)	1.244
di cui Crediti commerciali e altri crediti	3.252	(43)	3.209
Attività non correnti	9.398	(22)	9.376
di cui Immobili, impianti e macchinari	8.254	(71)	8.183
di cui Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	116	57	173
Passività correnti	7.594	(180)	7.414
di cui Debiti commerciali e altri debiti	4.982	(160)	4.822
Passività non correnti	4.085	-	4.085
di cui Fondo per benefici ai dipendenti	255	(13)	242
Patrimonio netto di Gruppo	5.525	-	5.525
31 dicembre 2013			
Attività correnti	7.901	(138)	7.763
di cui Disponibilità liquide ed equivalenti	1.352	(53)	1.299
di cui Crediti commerciali e altri crediti	3.286	(46)	3.240
Attività non correnti	9.142	(28)	9.114
di cui Immobili, impianti e macchinari	7.972	(60)	7.912
di cui Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	126	40	166
Passività correnti	8.926	(156)	8.770
di cui Debiti commerciali e altri debiti	5.280	(151)	5.129
Passività non correnti	3.373	(10)	3.363
di cui Fondo per benefici ai dipendenti	233	(14)	219
Patrimonio netto di Gruppo	4.744	-	4.744

Gli effetti sul conto economico comparativo al 30 giugno 2013 e sui flussi del rendiconto finanziario comparativo al 30 giugno 2013 sono riportati nella successiva tabella di riepilogo.

(milioni di euro)	Primo semestre 2013 pubblicato	riesposizione		Primo semestre 2013 riesposto
		IFRS 11	IAS 8	
RICAVI				
Ricavi della gestione caratteristica	5.186	(185)	245	5.246
Altri ricavi e proventi	3	-	-	3
Totale ricavi	5.189	(185)	245	5.249
Costi operativi				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(4.174)	151	-	(4.023)
Costo del lavoro	(1.123)	24	-	(1.099)
Ammortamenti e svalutazioni	(359)	8	-	(351)
Altri proventi (oneri) operativi	(1)	-	-	(1)
RISULTATO OPERATIVO	(468)	(2)	245	(225)
Proventi (oneri) finanziari				
Proventi finanziari	234	(7)	-	227
Oneri finanziari	(246)	8	-	(238)
Strumenti derivati	(80)	-	-	(80)
Totale proventi (oneri) finanziari	(92)	1	-	(91)
Proventi (oneri) su partecipazioni				
Effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto	8	1	-	9
Altri proventi su partecipazioni	-	-	-	-
Totale proventi (oneri) su partecipazioni	8	1	-	9
RISULTATO ANTE IMPOSTE	(552)	-	245	(307)
Imposte sul reddito	(15)	-	-	(15)
RISULTATO NETTO	(567)	-	245	(322)
di competenza:				
- Saipem	(575)	-	245	(330)
- terzi azionisti	8	-	-	8
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza Saipem (ammontare in euro per azione)				
Utile (perdita) per azione semplice	(1,31)	-	-	(0,751)
Utile (perdita) per azione diluito	(1,31)	-	-	(0,750)
Flusso di cassa netto da attività operativa				
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(445)	(14)	-	(459)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	165	-	-	165
Effetto differenze cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti				
Flusso di cassa netto del periodo	208	(13)	-	195

Nelle note esplicative che seguono i dati presenti nel bilancio al 30 giugno 2014 sono confrontati con i dati riesposti.

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.401 milioni di euro aumentano di 102 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 (1.299 milioni di euro). Le disponibilità liquide di fine periodo, denominate in euro per il 40%, in dollari USA per il 36% e in altre valute per il 24%, hanno trovato remunerazione a un tasso medio dello 0,23% e sono riferibili per 760 milioni di euro (715 milioni di euro al 31 dicembre 2013) a depositi presso società finanziarie del Gruppo Eni. La voce include denaro e valori in cassa per 8 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Le disponibilità presso due conti correnti della controllata Saipem Contracting Algérie SpA (per un totale di 80 milioni di euro equivalenti al 30 giugno 2014) sono oggetto, dal febbraio 2010, di un blocco temporaneo dei movimenti bancari a seguito di un'investigazione su terzi. Rispetto alla situazione al 31 dicembre 2013 non si è registrata alcuna variazione nell'importo bloccato.

Le disponibilità esistenti al 30 giugno 2014 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)	31.12.2013	30.06.2014
Italia	116	63
Resto d'Europa	887	966
CSI	79	12
Medio Oriente	79	92
Estremo Oriente	17	43
Africa Settentrionale	90	89
Africa Occidentale e resto Africa	5	14
Americhe	26	122
Totale	1.299	1.401

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 48 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 113.

2 Altre attività finanziarie disponibili per la vendita

Al 30 giugno 2014 non si registrano altre attività finanziarie disponibili per la vendita (26 milioni di euro al 31 dicembre 2013). Precedentemente erano iscritte in questa voce obbligazioni quotate in valuta dollaro USA, vendute nel corso del semestre.

3 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti di 2.967 milioni di euro (3.240 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Crediti commerciali	2.829	2.430
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	2	2
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	30	55
Acconti per servizi	262	331
Altri crediti	117	149
Totale	3.240	2.967

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 130 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2013	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2014
Crediti commerciali	117	3	(11)	-	-	109
Altri crediti	21	-	-	-	-	21
Totale	138	3	(11)	-	-	130

I crediti commerciali di 2.430 milioni di euro diminuiscono di 399 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 in conseguenza degli incassi avvenuti nel periodo.

Al 30 giugno 2014 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto senza notifica di crediti commerciali, anche non scaduti, per un importo di 438 milioni di euro (234 milioni di euro al 31 dicembre 2013). Saipem provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e al trasferimento delle somme ricevute alla società di factoring.

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 221 milioni di euro (212 milioni di euro al 31 dicembre 2013), di cui 58 milioni di euro scadenti entro l'esercizio e 163 milioni di euro scadenti oltre l'esercizio.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 2 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si riferiscono principalmente al credito vantato da Saipem SpA verso Serfactoring SpA.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 55 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si riferiscono principalmente al credito finanziario vantato da Saipem America Inc verso Eni Finance USA Inc per 29 milioni di euro e al deposito cauzionale effettuato da Snamprogetti Netherlands BV relativo alla vicenda TSKJ per 25 milioni di euro (per una trattazione completa si rimanda alla sezione "Contenziosi").

Gli altri crediti di 149 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Crediti verso:		
- compagnie di assicurazione	7	5
- personale	32	41
Depositi cauzionali	10	10
Altri crediti	68	93
Totale	117	149

I crediti commerciali e gli altri crediti verso parti correlate ammontano a 831 milioni di euro (851 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e sono dettagliati alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

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.

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 48 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 113.

4 Rimanenze

Le rimanenze di 3.141 milioni di euro (2.277 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Materie prime, sussidiarie e di consumo	507	506
Lavori in corso su ordinazione	1.770	2.635
Totale	2.277	3.141

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 11 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2013	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	30.06.2014
Fondo svalutazioni rimanenze	8	5	(2)	-	11
	8	5	(2)	-	11

La voce "Lavori in corso su ordinazione" è determinata dalla differenza temporale tra stati d'avanzamento operativi dei progetti e il raggiungimento di stati d'avanzamento contrattuali che consentono la fatturazione, nonché dal riconoscimento di corrispettivi aggiuntivi ritenuti probabili e prudenzialmente misurati.

La variazione dei lavori in corso su ordinazione è principalmente ascrivibile ai termini e alle condizioni contrattuali che determinano l'allungamento della tempistica nel riconoscimento delle milestone e al prolungamento delle trattative commerciali per la definizione delle negoziazioni dei lavori aggiuntivi. Le informazioni sui contratti di costruzione, contabilizzati in accordo allo IAS 11, sono riportate alla nota 43 "Informazioni per settore di attività, per area geografica e contratti di costruzione".

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 48 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 113.

5 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti di 249 milioni di euro (267 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Amministrazione finanziaria italiana	132	137
Amministrazioni finanziarie estere	135	112
Totale	267	249

6 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti di 271 milioni di euro (278 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Amministrazione finanziaria italiana	94	56
Amministrazioni finanziarie estere	184	215
Totale	278	271

7 Altre attività correnti

Le altre attività correnti di 214 milioni di euro (376 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	167	54
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	51	15
Altre attività	158	145
Totale	376	214

Al 30 giugno 2014 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato un plusvalore pari a 69 milioni di euro (218 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

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 2014 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, suddivisi per tipologia, è la seguente:

	Attivo 31.12.2013			Attivo 30.06.2014		
	Fair value	Impegni di		Fair value	Impegni di	
(milioni di euro)		acquisto	vendita		acquisto	vendita
1) Contratti derivati qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	5			37		
. vendite	183			15		
Totale	188			52		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	-			2		
. vendite	(22)			-		
Totale	(22)	361	5.211	2	2.667	1.898
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	1			-		
Totale	1	10		-	11	
Totale contratti derivati qualificati di copertura	167	371	5.211	54	2.678	1.898
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	8			7		
. vendite	48			6		
Totale	56			13		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(1)			2		
. vendite	(4)			-		
Totale	(5)	389	1.956	2	556	493
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. vendite	-			-		
Totale	-			-		
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	51	389	1.956	15	556	493
Totale	218	760	7.167	69	3.234	2.391

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 2014 sono previsti in un arco temporale fino al 2015.

Nel corso del primo semestre del 2014 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 2014 ammonta a 54 milioni di euro (167 milioni di euro al 31 dicembre 2013). A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 52 milioni di euro (188 milioni di euro al 31 dicembre 2013), è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 45 milioni di euro (171 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 7 milioni di euro (17 milioni di euro al 31 dicembre 2013), mentre la componente forward, non designata come strumento di copertura, è stata contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 2 milioni di euro (22 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Il fair value passivo su contratti derivati qualificati di copertura al 30 giugno 2014, indicato alla nota 18 "Altre passività correnti", ammonta a 56 milioni di euro (72 milioni di euro al 31 dicembre 2013). A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 59 milioni di euro, è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 51 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 8 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2013), mentre la componente forward è stata contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 3 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Nel corso del primo semestre del 2014 i costi e i ricavi della gestione caratteristica sono stati rettificati per un importo netto positivo di 44 milioni di euro a fronte delle coperture effettuate.

Le altre attività ammontano al 30 giugno 2014 a 145 milioni di euro, con un decremento di 13 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013, e sono costituite principalmente da costi non di competenza del periodo.

Le altre attività verso parti correlate sono dettagliate alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

Attività non correnti

8 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 7.910 milioni di euro (7.912 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2013	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2013	Valore netto al 31.12.2013	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2014	Saldo finale lordo al 30.06.2014	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2014
Immobili, impianti e macchinari	12.756	4.844	7.912	324	(358)	-	(2)	34	-	7.910	13.109	5.199
Totale	12.756	4.844	7.912	324	(358)	-	(2)	34	-	7.910	13.109	5.199

Gli investimenti tecnici effettuati nel corso del primo semestre del 2014 ammontano a 324 milioni di euro (490 milioni di euro nel primo semestre 2013) e hanno principalmente riguardato:

- per l'Engineering & Construction Offshore 132 milioni di euro, relativi principalmente al proseguimento delle attività di costruzione della nuova base in Brasile, oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'Engineering & Construction Onshore 19 milioni di euro, relativi all'acquisto di equipment e il mantenimento dell'asset base;
- per il Drilling Offshore 105 milioni di euro, relativi principalmente ai lavori di rimessa della piattaforma semisommersibile Scarabeo 7, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per il Drilling Onshore 68 milioni di euro, relativi a upgrading di impianti destinati a operare in Arabia Saudita, nonché all'asset base.

Nel corso del semestre non sono stati capitalizzati oneri finanziari.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono positive per 34 milioni di euro e si riferiscono principalmente a imprese la cui valuta funzionale è il dollaro 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.

Nel corso del semestre non sono stati portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari, contributi pubblici.

Su immobili, impianti e macchinari non sono in essere al 30 giugno 2014 garanzie reali.

Il totale degli impegni su investimenti in corso di esecuzione alla data del 30 giugno 2014 ammonta a 166 milioni di euro (121 milioni di euro al 31 dicembre 2013), come indicato nel paragrafo "Gestione dei rischi d'impresa" della "Relazione intermedia sulla gestione".

Leasing finanziario

Non sono in essere contratti di leasing finanziario.

9 Attività immateriali

Le attività immateriali di 759 milioni di euro (758 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2013	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2013	Valore netto al 31.12.2013	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Ripristini di valore	Dimissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2014	Saldo finale lordo al 30.06.2014	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2014
Attività immateriali a vita utile definita	176	147	29	5	(4)	-	-	-	-	-	30	181	151
Altre attività immateriali a vita utile indefinita	729	-	729	-	-	-	-	-	-	-	729	729	-
Totale	905	147	758	5	(4)	-	-	-	-	-	759	910	151

Il goodwill di 729 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), del Gruppo Moss Maritime (14 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)	30.06.2014
E&C Offshore	415
E&C Onshore	314
Totale	729

Le prospettive del business confermano l'obiettivo di un graduale recupero dei risultati del business E&C grazie al progressivo completamento dei progetti a bassa marginalità acquisiti prima del 2013 e al contributo dei nuovi progetti acquisiti successivamente in base a una più selettiva politica commerciale e caratterizzati da una maggiore profittabilità. Nonostante l'assenza di indicatori di perdita durevole di valore, il management ha ugualmente testato il valore d'uso delle CGU per verificare la tenuta del valore di libro compreso il goodwill allocato. La determinazione del valore d'uso è stata fatta sulla base delle previsioni di utili e cash flow del piano quadriennale aziendale 2014-2017, modificato per riflettere l'aggiornamento sui risultati attesi per il 2014; le altre assunzioni più rilevanti ai fini della stima dei flussi di cassa delle CGU relative al tasso di attualizzazione e al tasso di crescita terminale degli stessi sono rimaste invariate rispetto al bilancio 2013, rispettivamente al 7,6% e al 2%.

Non sono emerse svalutazioni. Per entrambe le CGU Offshore e Onshore il valore recuperabile eccede in maniera significativa il corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill a esse riferito, in misura non inferiore a quello indicato nella relazione finanziaria annuale sulla base delle verifiche fatte nel semestre.

10 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 174 milioni di euro (166 milioni di euro al 31 dicembre 2013) 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	Variazione con effetto a riserva	Altre variazioni	Valore finale netto	Fondo svalutazione
31.12.2013												
Partecipazioni in imprese joint venture e collegate	172	1	-	19	(19)	(2)	-	(3)	(2)	-	166	-
Totale	172	1	-	19	(19)	(2)	-	(3)	(2)	-	166	-
30.06.2014												
Partecipazioni in imprese joint venture e collegate	166	2	(3)	13	(1)	(1)	-	1	(1)	(2)	174	-
Totale	166	2	(3)	13	(1)	(1)	-	1	(1)	(2)	174	-

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate sono dettagliate nel paragrafo "Area di consolidamento al 30 giugno 2014". I proventi da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 13 milioni di euro riguardano principalmente il risultato di periodo delle società Petromar Lda (4 milioni di euro), KWANDA Suporte Logistico Lda (4 milioni di euro), TMBYS SAS (3 milioni di euro) e altre società per 2 milioni di euro.

Gli oneri da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 1 milione di euro riguardano principalmente il risultato di periodo delle società Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA e Sabella SAS.

I decrementi per dividendi di 1 milione di euro riguardano principalmente la società RPCO Enterprises Ltd.

Le cessioni e i rimborsi (3 milioni di euro) sono riconducibili alla cessione a terzi della società Offshore Design Engineering Ltd. Le altre variazioni pari a 2 milioni di euro si riferiscono al trasferimento del fondo copertura perdite della società Southern Gas Constructors Ltd. 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 31.12.2013	Valore netto al 30.06.2014
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	20,00	68	68
Rosetti Marino SpA	20,00	32	31
Petromar Lda	70,00	22	27
Altre		44	48
Totale collegate		166	174

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 5 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

La società venezuelana Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC è stata oggetto nel mese di ottobre 2010 di un decreto di esproprio dei propri beni. La legge venezuelana prevede una procedura per la definizione di un indennizzo attraverso una negoziazione tra le parti. Nel 2013 Snamprogetti Netherlands BV ha raggiunto con la controparte venezuelana un accordo che prevede un indennizzo per l'esproprio del suo investimento in Fertinitro. In considerazione del previsto indennizzo risulta giustificato mantenere il valore della partecipazione al suo livello attuale.

11 Altre attività finanziarie

Al 30 giugno 2014 le altre attività finanziarie a lungo termine ammontano a 1 milione di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2013) e si riferiscono a crediti finanziari non strumentali all'attività operativa vantati dalla società Sofresid SA.

12 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate di 139 milioni di euro (126 milioni di euro al 31 dicembre 2013) sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili.

(milioni di euro)	31.12.2013	Accantonamenti (Utilizzi)	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2014
Attività per imposte anticipate	126	26	2	(15)	139
Totale	126	26	2	(15)	139

La voce "Altre variazioni", negativa per 15 milioni di euro, comprende: (i) la compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (negativa per 32 milioni di euro); (ii) la rilevazione (positiva 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); e (iii) altre variazioni (positive per 7 milioni di euro).

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota 22 "Passività per imposte differite".

Le imposte sono indicate alla nota 40 "Imposte sul reddito".

13 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti di 138 milioni di euro (151 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Altri crediti	14	14
Altre attività non correnti	137	124
Totale	151	138

Le altre attività non correnti includono prevalentemente costi di competenza di periodi futuri.

Passività correnti

14 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 1.394 milioni di euro (1.899 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Banche	191	264
Altri finanziatori	1.708	1.130
Totale	1.899	1.394

Le passività finanziarie a breve termine diminuiscono di 505 milioni di euro.

Le quote a breve di passività finanziarie a lungo termine di 2.042 milioni di euro (1.358 milioni di euro al 31 dicembre 2013) 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)		31.12.2013			30.06.2014		
		Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
Società erogante	Valuta		da	a		da	a
Eni SpA	Euro	1.148	3,315	3,315	264	3,315	3,315
Serfactoring SpA	Euro	14	-	-	1	-	-
Eni Finance International SA	Euro	5	0,851	2,351	5	0,735	2,235
Eni Finance International SA	Dollaro USA	493	0,818	2,318	652	0,805	2,305
Eni Finance International SA	Dollaro australiano	38	3,150	3,150	110	3,150	3,150
Eni Finance International SA	Altre	-	-	-	76	variabile	
Terzi	Dollaro USA	10	0,818	1,568	22	0,805	1,555
Terzi	Euro	-	-	-	2	1,100	1,100
Terzi	Altre	191	variabile		262	variabile	
Totale		1.899			1.394		

Al 30 giugno 2014 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.778 milioni di euro (1.858 milioni di euro al 31 dicembre 2013). Le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 30 giugno 2014 non vi sono inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Le passività finanziarie a breve termine verso parti correlate sono dettagliate alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

15 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e altri debiti di 5.133 milioni di euro (5.129 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Debiti commerciali	2.744	2.728
Acconti e anticipi	2.064	1.962
Altri debiti	321	443
Totale	5.129	5.133

I debiti commerciali di 2.728 milioni di euro diminuiscono di 16 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013.

Gli acconti e anticipi di 1.962 milioni di euro (2.064 milioni di euro al 31 dicembre 2013) 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 1.225 milioni di euro (1.231 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e altri anticipi ricevuti dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di contratti in corso di esecuzione per 737 milioni di euro (833 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

I debiti commerciali verso parti correlate ammontano a 280 milioni di euro (428 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e sono dettagliati alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

Gli altri debiti di 443 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Debiti verso:		
- personale	155	245
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	63	48
- compagnie di assicurazione	8	10
- consulenti e professionisti	3	1
Altri debiti	92	139
Totale	321	443

Gli altri debiti verso parti correlate sono indicati alla nota 44 "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.

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 48 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 113.

16 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di 116 milioni di euro (137 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Amministrazione finanziaria italiana	1	5
Amministrazioni finanziarie estere	136	111
Totale	137	116

17 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti di 169 milioni di euro (130 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Amministrazione finanziaria italiana	12	-
Amministrazioni finanziarie estere	118	169
Totale	130	169

18 Altre passività correnti

Le altre passività correnti di 143 milioni di euro (117 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	72	56
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	43	33
Altre passività	2	54
Totale	117	143

Al 30 giugno 2014 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato una passività pari a 89 milioni di euro (115 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

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)	31.12.2013	30.06.2014
Iscrizione fair value attivo su contratti derivati	218	69
Iscrizione fair value passivo su contratti derivati	(115)	(89)
Totale	103	(20)

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 2014 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 passività relative al calcolo del fair value su contratti derivati, suddivisi per tipologia, è la seguente:

(milioni di euro)	Passivo 31.12.2013			Passivo 30.06.2014		
	Fair value	Impegni di		Fair value	Impegni di	
		acquisto	vendita		acquisto	vendita
1) Contratti derivati qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	77			9		
. vendite	1			50		
Totale	78			59		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(6)			-		
. vendite	-			(3)		
Totale	(6)	1.921	19	(3)	590	4.562
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	-			-		
Totale	-	2	-	-	3	-
Totale contratti derivati qualificati di copertura	72	1.923	19	56	593	4.562
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	44			7		
. vendite	3			24		
Totale	47			31		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(4)			1		
. vendite	-			1		
Totale	(4)	1.812	264	2	1.130	2.056
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	-			-		
. vendite	-			-		
Totale	-			-		
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	43	1.812	264	33	1.130	2.056
Totale	115	3.735	283	89	1.723	6.618

Per l'analisi complessiva del fair value sui derivati di copertura si rimanda alla nota 7 "Altre attività correnti".

Le altre passività ammontano a 54 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Le altre passività verso parti correlate sono dettagliate alla nota 44 "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 5.167 milioni di euro (4.217 milioni di euro al 31 dicembre 2013), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013			30.06.2014		
	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale
Banche	1	200	201	201	-	201
Altri finanziatori	1.357	2.659	4.016	1.841	3.125	4.966
Totale	1.358	2.859	4.217	2.042	3.125	5.167

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

(milioni di euro)							
Tipo	Scadenza	2015	2016	2017	2018	Oltre	Totale
Banche	2015	-	-	-	-	-	-
Altri finanziatori	2015-2024	115	568	488	428	1.526	3.125
Totale		115	568	488	428	1.526	3.125

Le passività finanziarie a lungo termine di 3.125 milioni di euro aumentano di 266 milioni di euro rispetto al valore al 31 dicembre 2013 (2.859 milioni di euro).

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	31.12.2013			30.06.2014		
			Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
				da	a		da	a
Eni SpA	Euro	2014-2017	1.083	2,269	4,950	2.123	1,100	4,950
Eni Finance International SA	Euro	2014-2024	2.273	1,351	5,970	2.123	1,235	2,385
Eni Finance International SA	Dollaro USA	2014-2016	660	0,918	5,100	720	0,705	5,100
Terzi	Euro	2014-2015	201	3,315	3,315	201	3,315	3,315
Totale			4.217			5.167		

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 5.486 milioni di euro (4.491 milioni di euro al 31 dicembre 2013) ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra i seguenti intervalli:

(%)	2013	2014
Euro	0,31-2,23	0,28-0,74
Dollaro USA	0,25-0,67	0,23-0,56

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 675 milioni di euro con scadenza nel 2018.

Le passività finanziarie a lungo termine verso parti correlate sono dettagliate alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

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

(milioni di euro)	31.12.2013			30.06.2014		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.299	-	1.299	1.401	-	1.401
B. Titoli disponibili per la vendita	26	-	26	-	-	-
C. Liquidità (A+B)	1.325	-	1.325	1.401	-	1.401
D. Crediti finanziari	30	-	30	55	-	55
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	191	-	191	264	-	264
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	1	200	201	201	-	201
G. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	1.698	-	1.698	1.108	-	1.108
H. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	1.357	2.659	4.016	1.841	3.125	4.966
I. Altre passività finanziarie a breve termine	10	-	10	22	-	22
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	-	-	-	-	-	-
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	3.257	2.859	6.116	3.436	3.125	6.561
N. Posizione finanziaria netta come da comunicazione Consob n. DEM/6064293/2006 (M-C-D)	1.902	2.859	4.761	1.980	3.125	5.105
O. Crediti finanziari non correnti	-	1	1	-	1	1
P. Indebitamento finanziario netto (N-O)	1.902	2.858	4.760	1.980	3.124	5.104

L'indebitamento finanziario netto non include il fair value su contratti derivati indicato nella nota 7 "Altre attività correnti" e nella nota 18 "Altre passività correnti".

Le disponibilità liquide includono 80 milioni di euro equivalenti depositati su conti correnti temporaneamente bloccati come indicato alla nota 1 "Disponibilità liquide ed equivalenti".

20 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 174 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2013					
Fondo per imposte	44	2	(3)	12	55
Fondo rischi per contenziosi	28	3	(15)	(2)	14
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	17	-	(2)	(7)	8
Altri fondi	88	89	(47)	(3)	127
Totale	177	94	(67)	-	204
30.06.2014					
Fondo per imposte	55	-	(2)	1	54
Fondo rischi per contenziosi	14	2	(1)	1	16
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	8	-	(1)	(2)	5
Altri fondi	127	16	(44)	-	99
Totale	204	18	(48)	-	174

Il **fondo per imposte** di 54 milioni di euro si riferisce principalmente 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 16 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 5 milioni di euro accoglie la perdite delle imprese partecipate che eccedono il valore di carico della partecipazione. Il fondo si riferisce agli accantonamenti effettuati in sede di valutazione della partecipazione Southern Gas Constructor Ltd, detenuta da Saipem International BV.

Gli **altri fondi** ammontano a 99 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla stima di perdite previste su commesse pluriennali del settore Engineering & Construction Offshore e Onshore. Il decremento di 28 milioni di euro è dovuto principalmente all'utilizzo di perdite precedentemente accantonate su progetti in fase di conclusione.

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.

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 48 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 113.

21 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti ammontano alla data del 30 giugno 2014 a 221 milioni di euro (219 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

22 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 26 milioni di euro (81 milioni di euro al 31 dicembre 2013) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili che ammontano a 298 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2013	Accantonamenti (Utilizzi)	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2014
Passività per imposte differite	81	(14)	1	(42)	26
Totale	81	(14)	1	(42)	26

La voce "Altre variazioni", negativa per 42 milioni di euro, comprende: (i) la compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (negativa per 32 milioni di euro); (ii) la rilevazione (negativa per 7 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); e (iii) altre variazioni (negative per 3 milioni di euro).

Le passività nette per imposte differite si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Imposte sul reddito differite	(346)	(324)
Imposte sul reddito anticipate compensabili	265	298
	(81)	(26)
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	126	139
Attività (passività) nette per imposte anticipate	45	113

Perdite fiscali

Le perdite fiscali ammontano a 1.225 milioni di euro (1.031 milioni di euro al 31 dicembre 2013) con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 27,5% per le imprese italiane e a un'aliquota media del 26,7% per le imprese estere.

Le perdite fiscali sono riferibili principalmente alle imprese estere e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2014	-	-
2015	-	-
2016	-	26
2017	-	31
2018	-	21
Oltre 2018	-	393
Illimitatamente	123	631
Totale	123	1.102

23 Altre passività non correnti

Al 30 giugno 2014 non si registra alcun ammontare nelle altre passività non correnti.

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

Il capitale e riserve di terzi azionisti ammonta al 30 giugno 2014 a 48 milioni di euro (92 milioni di euro al 31 dicembre 2013) ed è riferito principalmente alla società ER SAI Caspian Contractor Llc (38 milioni di euro).

25 Patrimonio netto di Saipem

Il patrimonio netto di Saipem ammonta al 30 giugno 2014 a 4.773 milioni di euro e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2013	30.06.2014
Capitale sociale	441	441
Riserva sopraprezzo delle azioni	55	55
Riserva legale	88	88
Riserva per cash flow hedge	85	54
Riserva per differenze di cambio	(100)	(76)
Riserva benefici definiti per dipendenti	(5)	(5)
Altre	7	7
Utili relativi a esercizi precedenti	4.283	4.116
Utile dell'esercizio	(159)	136
Azioni proprie	(43)	(43)
Totale	4.652	4.773

Il patrimonio netto di Saipem al 30 giugno 2014 comprende riserve distribuibili per 4.348 milioni di euro (4.273 milioni di euro al 31 dicembre 2013). Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere d'imposta è stanziato limitatamente alle riserve potenzialmente distribuibili per 99 milioni di euro.

26 Capitale sociale

Al 30 giugno 2014 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 441.300.104 azioni ordinarie e 110.796 azioni di risparmio.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Saipem SpA ha deliberato in data 6 maggio 2014 di non distribuire dividendi alle azioni ordinarie e di distribuire alle azioni di risparmio in circolazione alla data di stacco della cedola, un dividendo nel limite del 5% del valore nominale dell'azione pari a 1 euro, ovvero 5 centesimi per azione di risparmio.

27 Riserva sopraprezzo delle azioni

Ammonta al 30 giugno 2014 a 55 milioni di euro, invariata rispetto al 31 dicembre 2013.

28 Altre riserve

Le altre riserve al 30 giugno 2014 sono positive per 68 milioni di euro (75 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e si compongono come segue.

Riserva legale

Ammonta al 30 giugno 2014 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 è positiva per 54 milioni di euro (positiva per 85 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e riguarda la valutazione al fair value della componente "spot" dei contratti di copertura del rischio di cambio e dei contratti di copertura del rischio commodity in essere al 30 giugno 2014.

La riserva per cash flow hedge è esposta al netto dell'effetto fiscale di 8 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Riserva per differenze di cambio

La riserva è negativa per 76 milioni di euro (negativa per 100 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro (principalmente il dollaro USA).

Riserva benefici definiti per dipendenti

La riserva, immutata rispetto al 31 dicembre 2013, è negativa per 5 milioni di euro e accoglie le rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti.

La riserva è esposta al netto dell'effetto fiscale di 6 milioni di euro.

Altre

La voce ammonta a 7 milioni di euro e non presenta variazioni rispetto al 31 dicembre 2013. 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 43 milioni di euro (43 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e sono rappresentate da n. 1.939.832 azioni ordinarie Saipem dal valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Saipem SpA (n. 1.939.832 azioni al 31 dicembre 2013).

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	8.261.712			
Azioni proprie in portafoglio al 30 giugno 2014	1.939.832			

Al 30 giugno 2014 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 232.425 a fronte dei piani di stock option. Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota 35 "Costo del lavoro".

30 Altre informazioni**Informazioni supplementari del rendiconto finanziario**

(milioni di euro)	Primo semestre 2013
Analisi dei disinvestimenti in imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	
Attività correnti	-
Attività non correnti	2
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	-
Passività correnti e non correnti	-
Effetto netto dei disinvestimenti	2
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	-
Plusvalenza per disinvestimenti	40
Interessenze di terzi	-
Totale prezzo di vendita	42
a dedurre:	
Disponibilità liquide ed equivalenti	-
Flusso di cassa dei disinvestimenti	42

Nel corso del primo semestre 2014 non si sono registrati flussi finanziari in connessione a investimenti o disinvestimenti. I disinvestimenti del primo semestre 2013 riguardano la cessione di un ramo d'azienda della società Saipem Ltd alla società Eni Engineering E&P Ltd.

31 Garanzie, impegni e rischi**Garanzie**

Le garanzie ammontano a 7.398 milioni di euro (7.307 milioni di euro al 31 dicembre 2013), così suddivise:

(milioni di euro)	31.12.2013			30.06.2014		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese joint venture e collegate	624	522	1.146	289	181	470
Imprese consolidate	258	2.736	2.994	318	2.456	2.774
Proprie	-	3.167	3.167	140	4.014	4.154
Totale	882	6.425	7.307	747	6.651	7.398

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate ammontano a 2.456 milioni di euro (2.736 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e riguardano contratti autonomi rilasciati a terzi principalmente a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali.

Le garanzie verso e/o tramite parti correlate ammontano a 5.342 milioni di euro (6.484 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e sono dettagliate alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 48 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 113.

Impegni

Sono stati assunti dalla Capogruppo impegni verso i committenti e/o altri beneficiari (istituzioni finanziarie e assicurative, agenzie di esportazione ECA) ad adempiere le obbligazioni, assunte contrattualmente dalla stessa e/o da imprese controllate e collegate aggiudicatarie 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 38.829 milioni di euro (31.525 milioni di euro al 31 dicembre 2013), comprensivo sia della parte di lavori già eseguiti sia della quota parte del portafoglio ordini residuo al 30 giugno 2014.

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".

INFORMAZIONI SULLA VALUTAZIONE AL FAIR VALUE

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:

- a) livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
 b) 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);
 c) 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 2014 si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	30.06.2014			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività (passività) finanziarie detenute per la negoziazione:				
- strumenti derivati non di copertura	-	(18)	-	(18)
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura	-	(2)	-	(2)
Totale	-	(20)	-	(20)

Nel semestre chiuso al 30 giugno 2014 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. La valutazione dei fondi rischi appostati è effettuata sulla base delle informazioni disponibili alla data, tenuto conto degli elementi di valutazione acquisiti da parte dei consulenti esterni che assistono la Società. In relazione ai procedimenti penali le informazioni disponibili per la valutazione della Società non possono, per loro natura, essere complete, stante il segreto istruttorio che caratterizza i procedimenti in questione. Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti penali e dei contenziosi più significativi.

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

Diverse autorità giudiziarie, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del Consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani. I procedimenti instaurati si sono conclusi con transazioni negli Stati Uniti e in Nigeria.

Il procedimento in Italia: i fatti oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, sulla responsabilità amministrativa delle società. Il procedimento instaurato dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA ha riguardato l'applicazione del D.Lgs. n. 231 del 2001 per responsabilità amministrativa in relazione a presunti reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a ex dirigenti di Snamprogetti.

La Procura della Repubblica di Milano aveva avanzato richiesta di misura cautelare ex D.Lgs. n. 231/2001 consistente nell'interdizione per Eni e Saipem dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corp o sue controllate, contestando in particolare 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.

Con decisione del 17 novembre 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano, che successivamente aveva presentato ricorso in appello avverso tale ordinanza. In data 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 Procura della Repubblica di Milano aveva poi rinunciato alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Eni e Saipem 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.

Nell'ambito del procedimento penale sono stati contestati presunti eventi corruttivi in Nigeria, asseritamente commessi sino a epoca successiva al 31 luglio 2004. Viene contestata anche l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicato come non inferiore a 65 milioni di dollari), asseritamente conseguito da Snamprogetti SpA.

In data 3 dicembre 2010 è stato notificato al difensore di Saipem SpA avviso di fissazione dell'udienza preliminare con allegata richiesta di rinvio a giudizio. In data 26 gennaio 2011, al termine delle relative udienze, il Giudice dell'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio per Saipem SpA (come persona giuridica, in quanto incorporante Snamprogetti SpA) e per cinque ex dipendenti di Snamprogetti SpA.

Nel mese di febbraio 2012, a seguito della richiesta delle difese, il Tribunale ha pronunciato sentenza di "non doversi procedere" nei confronti degli imputati persone fisiche "perché il reato agli stessi ascritto è estinto per intervenuta prescrizione", disponendo inoltre lo stralcio del procedimento in relazione della persona giuridica Saipem, in merito alla quale il processo è proseguito.

Conclusa la fase istruttoria e dibattimentale, e concluse le discussioni delle parti in merito a tale stralcio del procedimento, il Tribunale di Milano in data 11 luglio 2013 ha condannato Saipem SpA alla sanzione pecuniaria complessiva di 600.000 euro, disponendo altresì la confisca della somma pari a 24.530.580 euro, già messa a disposizione della Procura di Milano da Snamprogetti Netherlands BV.

Saipem è stata coinvolta nel procedimento relativo alle attività del Consorzio TSKJ in Nigeria nel periodo 1994-2004, solo perché nel 2006 Saipem SpA ha acquistato Snamprogetti SpA, società controllante Snamprogetti Netherlands BV, che detiene una partecipazione del 25% nel Consorzio TSKJ.

La decisione del Tribunale di Milano non ha, in ogni caso, alcun impatto finanziario su Saipem, poiché Eni SpA, in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, si era impegnata a indennizzare Saipem per le perdite a danno di quest'ultima con riferimento alla vicenda TSKJ.

In data 17 settembre 2013 il Tribunale di Milano – in anticipo rispetto alla scadenza del 9 ottobre – ha depositato le motivazioni della sentenza di condanna di Saipem, la quale ha successivamente presentato appello avverso la sentenza di primo grado.

Algeria

In data 4 febbraio 2011 era 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 veniva richiesta la trasmissione, con riferimento ad asserite 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, in merito alla responsabilità diretta degli enti collettivi per determinati reati compiuti da propri dipendenti.

Al fine di adempiere, tempestivamente, alla richiesta della Procura, è stata quindi avviata la raccolta della documentazione e, in data 16 febbraio 2011, Saipem ha proceduto al deposito di quanto richiesto.

In data 22 novembre 2012 la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano ha notificato a Saipem un'informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex art. 25, comma 2 e 3, D.Lgs. n. 231/2001, unitamente a una richiesta di consegna di documentazione in merito ad alcuni contratti relativi ad attività in Algeria.

A tale richiesta sono seguite le notifiche a Saipem di un "Decreto di sequestro" in data 30 novembre 2012, due ulteriori "Richiesta di consegna" in data 18 dicembre 2012 e 25 febbraio 2013, e un decreto di perquisizione in data 16 gennaio 2013.

In data 7 febbraio 2013 è stata effettuata una perquisizione, anche presso gli uffici di Eni SpA, al fine di acquisire ulteriore documentazione in relazione a contratti di intermediazione e ad alcuni sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini.

L'indagine verte su presunte ipotesi corruttive che, secondo la Procura della Repubblica di Milano, si sarebbero verificate sino al marzo 2010, relativamente ad alcuni contratti che la Società ha acquisito in Algeria.

Nell'ambito di tale procedimento risultano indagati, tra gli altri, un dipendente e alcuni ex dipendenti della Società, tra i quali in particolare l'ex Vice Presidente e Amministratore Delegato-CEO e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction. La Società ha fornito in ogni occasione piena collaborazione all'ufficio della Procura. Saipem ha tempestivamente posto in essere interventi di forte discontinuità gestionale e amministrativa, indipendentemente dagli eventuali profili di responsabilità che potrebbero evidenziarsi nel corso delle indagini.

Saipem ha provveduto, d'accordo con gli Organi di Controllo interni e l'Organismo di Vigilanza di Società e previa informativa alla Procura, ad avviare una verifica sui contratti oggetto dell'indagine, incaricando a tal fine uno studio legale esterno. Il Consiglio di Amministrazione in data 17 luglio 2013 ha esaminato le conclusioni raggiunte dai consulenti esterni all'esito di un'attività d'indagine interna svolta in relazione ad alcuni contratti di intermediazione e subappalto relativi a progetti algerini. L'indagine interna si è basata sull'esame di documenti e su interviste di personale della Società e di altre società del Gruppo, a esclusione dei soggetti che, per quanto a conoscenza della Società, sarebbero direttamente coinvolti nell'indagine penale, per non interferire nelle attività investigative della Procura. Il Consiglio, confermando la massima collaborazione con gli organi inquirenti, ha deliberato di trasmettere l'esito dell'attività dei consulenti esterni alla Procura della Repubblica di Milano, per ogni opportuna valutazione e iniziativa di competenza nel più ampio contesto dell'indagine in corso. I consulenti hanno riferito al Consiglio: (i) di non aver rinvenuto evidenza di pagamenti a pubblici ufficiali algerini per il tramite dei contratti di intermediazione o di subappalto esaminati; e (ii) di aver rilevato violazioni, lesive degli interessi della Società, di regole interne e procedure – all'epoca in vigore – relative all'approvazione e alla gestione dei contratti di intermediazione e di subappalto esaminati e ad altre attività svolte in Algeria.

Il Consiglio ha deliberato di avviare azioni giudiziarie a tutela degli interessi della Società nei confronti di alcuni ex dipendenti e fornitori, riservandosi ogni ulteriore azione ove emergessero nuovi elementi.

In data 14 giugno 2013 è stata notificata, presso lo studio del difensore di Saipem SpA, la prima "Richiesta di proroga" per almeno un ulteriore semestre dei termini delle indagini preliminari della Procura della Repubblica di Milano. A tale atto, in data 8 gennaio 2014, ha fatto seguito la notifica di una seconda "Richiesta di proroga dei termini delle indagini preliminari" per ulteriori sei mesi. Il 23 luglio 2014 è stata notificata, presso lo studio del difensore di Saipem SpA, una "Richiesta di proroga" per un ulteriore semestre dei termini delle indagini preliminari.

Inoltre, su richiesta del Department of Justice statunitense ("DoJ"), Saipem SpA ha stipulato un cosiddetto "tolling agreement" che estende di 6 mesi il termine di prescrizione applicabile a eventuali violazioni di leggi federali degli Stati Uniti in relazione ad attività pregresse di Saipem e relative subsidiary. Il "tolling agreement", rinnovato fino al mese di novembre 2014, non costituisce un'ammissione da parte di Saipem SpA di aver compiuto alcun illecito, né di essere soggetta alla giurisdizione degli Stati Uniti ai fini di qualsivoglia indagine o procedimento. Saipem intende quindi offrire collaborazione anche nel contesto degli accertamenti da parte del DoJ che il 10 aprile 2014 ha formulato una richiesta di documenti relativi alle attività pregresse del Gruppo Saipem in Algeria, richiesta alla quale Saipem sta fornendo riscontro.

Si segnala inoltre che in Algeria sono in corso indagini giudiziarie avviate nel 2010 con riferimento alle quali alcuni conti correnti in valuta locale di Saipem Contracting Algérie SpA sono stati bloccati. Successivamente sono stati sbloccati alcuni di questi conti correnti e tuttora ne rimangono bloccati due denominati in dinari algerini per un saldo totale equivalente a 79.601.035 euro (importo calcolato al cambio del 30 giugno 2014).

Tali conti correnti sono relativi, uno al progetto MLE e uno al progetto GK3. Il conto bloccato relativo al progetto MLE non è più in uso per i relativi pagamenti. Il conto relativo al progetto GK3 è ancora contrattualmente previsto per i pagamenti in dinari algerini del relativo progetto e i residui corrispettivi in dinari algerini ancora dovuti su tale progetto sono pari a circa 13.770.819 euro equivalenti (importo calcolato al cambio del 30 giugno 2014).

Nel 2012 è stata ricevuta una comunicazione che, in occasione di rinvio alla "Chambre d'accusation" presso la Corte di Algeri, formalizza a Saipem Contracting Algérie SpA l'esistenza di un'indagine nei suoi confronti, relativa ad asserita maggiorazione dei prezzi in occasione dell'aggiudicazione di contratti conclusi con una società pubblica a carattere industriale e commerciale beneficiando dell'autorità o influenza di rappresentanti di tale organismo. All'inizio del 2013 la stessa "Chambre d'accusation" ha pronunciato il rinvio a giudizio della stessa società e confermato il blocco dei conti correnti sopra indicati.

Nel mese di marzo 2013 è stato convocato presso il Tribunale di Algeri l'allora legale rappresentante di Saipem Contracting Algérie SpA al quale il giudice istruttore locale ha comunicato verbalmente che sarebbe in corso un'indagine "a carico di Saipem per i seguenti capi di imputazione: artt. 25a, 32 e 53 della legge n. 01/2006 della lotta contro la corruzione", nonché ha richiesto la consegna di alcuni documenti (statuti societari) e altre informazioni relative alle società Saipem Contracting Algérie SpA, Saipem SpA e Saipem SA.

Nel mese di aprile 2013 si è svolta un'udienza di fronte alla Corte Suprema algerina la quale ha rigettato la richiesta di sblocco dei citati conti correnti che Saipem Contracting Algérie SpA aveva presentato sin dal 2010. In relazione alla richiesta di sblocco dei citati conti correnti, pende un ulteriore ricorso di Saipem alla Corte Suprema. L'udienza di discussione di tale ricorso non è stata ancora fissata.

Risulta che le indagini in Algeria siano tuttora in corso.

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 una "informazione di garanzia" ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001; la Società ritiene che la propria posizione processuale sarà chiarita positivamente data la condizione di parte lesa che la stessa rivestirebbe in relazione alle condotte illecite oggetto dell'indagine.

Saipem ha tempestivamente provveduto, sentito anche il parere del legale, d'accordo con l'Organismo di Vigilanza di Società e gli Organi di Controllo interni, ad avviare, tramite la funzione Internal Audit, una verifica interna sul progetto oggetto dell'indagine, anche incaricando una società di consulenza esterna.

Saipem inoltre aveva deliberato di sospendere il dipendente oggetto delle indagini, in via cautelare, in linea con quanto previsto nel contratto vigente, in attesa degli sviluppi.

L'audit svolto non ha fatto emergere elementi di rilievo né tantomeno penalmente rilevanti in relazione al dipendente coinvolto; pertanto, il dipendente di Saipem SpA coinvolto nella vicenda è stato riammesso in servizio e destinato ad altro incarico.

Il Pubblico Ministero incaricato delle indagini ha disposto il dissequestro della documentazione sequestrata al dipendente relativamente alla stessa vicenda.

In data 2 marzo 2012 è stata notificata a Saipem SpA la "Richiesta di proroga del termine di durata delle indagini preliminari" presentata dal Pubblico Ministero.

Da tale data non sono stati notificati ulteriori atti alla Società né vi è notizia/evidenza di ulteriori sviluppi nelle indagini.

EniPower - Indagini dalla magistratura

Nell'ambito delle indagini avviate dalla magistratura milanese (procedimento penale 2460/2003 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 (oggi Saipem SpA, quale appaltatore di servizi di ingegneria e approvvigionamento), oltre che ad altri soggetti, informazione di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche (ex art. 25, D.Lgs. n. 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 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. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA si sono costituite parti civili 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 alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la 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. n. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. Conclusasi l'escussione dei testi, il procedimento è proseguito per la discussione delle parti. Successivamente all'udienza del 20 settembre 2011 è stato depositato il dispositivo della sentenza che ha proceduto ad alcune condanne e diverse assoluzioni nei confronti dei numerosi imputati sia persone fisiche che giuridiche, queste ultime ritenute responsabili degli illeciti amministrativi, applicando quindi sanzioni pecuniarie e ordinando altresì la confisca per equivalente di ingenti somme. Il Tribunale ha altresì escluso la costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati in relazione agli illeciti amministrativi di cui al D.Lgs. n. 231/2001.

In data 19 dicembre 2011 è stata depositata in cancelleria la motivazione della sentenza.

Le parti condannate hanno provveduto a impugnare tempestivamente il suddetto provvedimento. In data 24 ottobre 2013 la Corte d'Appello di Milano ha pronunciato la sentenza, sostanzialmente confermando la sentenza di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione.

Fos Cavaou

In riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), è pendente un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi tra il cliente Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou ("STMFC", oggi Fosmax LNG) e il contrattista STS ("société en participation" di diritto francese composta da Saipem SA (50%), Tecnimont SpA (49%), Sofregaz SA (1%)).

L'11 luglio 2011 le parti avevano sottoscritto un protocollo di mediazione ai sensi del Regolamento di Conciliazione e Arbitrato della CCI di Parigi; la procedura di mediazione si è conclusa senza successo il 31 dicembre 2011 in quanto Fosmax LNG ha rifiutato di prorogare la scadenza.

In data 24 gennaio 2012 la segreteria della Corte Internazionale d'Arbitrato della CCI ha notificato a STS l'inizio di una procedura arbitrale a richiesta di Fosmax LNG. La memoria presentata da Fosmax LNG a sostegno della richiesta della procedura arbitrale richiede la condanna al pagamento di circa 264 milioni di euro per il risarcimento del danno asseritamente subito, penalità di ritardo e costi sostenuti per il completamento dei lavori ("mise en régie"). Della somma totale richiesta, circa 142 milioni di euro sono ascrivibili a perdita di profitto, voce contrattualmente esclusa dai danni risarcibili salvo il caso di dolo o colpa grave. STS ritiene che non sussistano i comportamenti gravemente colposi o dolosi che possano aver fatto venir meno la limitazione contrattuale delle responsabilità, come sostenuto da Fosmax LNG.

STS ha depositato la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingerenza di Fosmax LNG nell'esecuzione dei lavori e pagamento di extra work non riconosciuti dal cliente (con riserva di quantificarne l'ammontare nel prosieguo dell'arbitrato). Il 19 ottobre 2012 Fosmax LNG ha depositato la "Mémoire en demande". Di contro STS ha depositato la propria "Mémoire en défense" il 28 gennaio 2013, precisando in 338 milioni di euro il valore della propria domanda riconvenzionale.

Il 1° aprile 2014 si è tenuta la discussione finale. Ci si aspetta che il lodo sia emesso per la fine del 2014.

Arbitrato per progetto Menzel Ledjmet Est ("MLE"), Algeria

In riferimento al contratto sottoscritto il 22 marzo 2009 da Saipem SpA e Saipem Contracting Algérie SpA (insieme "Saipem") da una parte, Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures SpA ("Sonatrach") e First Calgary Petroleum LP (insieme la "Cliente") dall'altra, avente a oggetto l'ingegneria, approvvigionamento e costruzione di un'unità di trattamento del gas e delle annesse opere nel campo MLE (Algeria), in data 23 dicembre 2013 è stata depositata da Saipem domanda di arbitrato presso la Chambre de Commerce Internationale di Parigi ("ICC"). La domanda è stata quindi notificata alla Cliente in data 8 gennaio 2014.

Nella propria domanda di arbitrato Saipem ha richiesto che il Tribunale Arbitrale riconosca: (i) un'estensione dei termini contrattuali di 14,5 mesi; e (ii) il diritto di Saipem a ottenere il pagamento dell'importo di circa 580 milioni di euro (al netto della somma di 145,8 milioni di euro, già corrisposta da First Calgary Petroleum LP) a titolo di aumento del prezzo contrattuale per estensione dei termini, variation orders, mancato pagamento di fatture arretrate e pezzi di ricambio, oltre al riconoscimento di una somma da quantificare per aver terminato i lavori in anticipo rispetto ai termini contrattuali.

Sonatrach e First Calgary Petroleum LP (società che dal 2008 è controllata al 100% dal Gruppo Eni) hanno nominato congiuntamente il loro arbitro e in data 28 marzo 2014 hanno depositato le rispettive *Réponses à la requête*.

Il 26 maggio 2014 è stato nominato il Presidente del Collegio Arbitrale.

Arbitrato per progetto LPG, Algeria

In riferimento al contratto per la costruzione di un impianto di "Extraction des liquides des gaz associés Hassi Messaoud et séparation d'huile LDHP ZCINA" (progetto LPG), concluso il 12 novembre 2008 tra Sonatrach da una parte e Saipem SA e Saipem Contracting Algérie SpA dall'altra (insieme "Saipem"), in data 14 marzo 2014, Saipem ha depositato una domanda di arbitrato presso l'ICC di Parigi.

Nella propria domanda Saipem ha richiesto che il Tribunale Arbitrale condanni Sonatrach a pagare circa 171,1 milioni euro equivalenti a titolo di maggiori costi sostenuti dal contractor nel corso dell'esecuzione del progetto per variation orders, extension of time, force majeure, mancato o ritardato pagamento di fatture e relativi interessi.

Sonatrach ha depositato la propria *Réponse* in data 10 giugno 2014, respingendo ogni addebito e chiedendo in via riconvenzionale che Saipem sia condannata al pagamento delle penalità di ritardo, quantificate in 70,8 milioni di dollari USA.

Entrambe le parti hanno nominato i propri arbitri ed è in corso la scelta del Presidente del Tribunale Arbitrale.

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”.

32 Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Primo semestre 2014
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.182	5.128
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	64	838
Totale	5.246	5.966

e hanno la seguente articolazione per area geografica:

(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Primo semestre 2014
Italia	193	292
Resto Europa	420	473
CSI	663	392
Medio Oriente	1.269	1.246
Estremo Oriente	576	570
Africa Settentrionale	228	275
Africa Occidentale e resto Africa	928	1.130
Americhe	969	1.588
Totale	5.246	5.966

La variazione dei lavori in corso su ordinazione è principalmente ascrivibile ai termini e alle condizioni contrattuali che determinano l'allungamento della tempistica nel riconoscimento delle milestone e al prolungamento delle trattative commerciali per la definizione delle negoziazioni dei lavori aggiuntivi. L'informativa richiesta dallo IAS 11 viene riportata per settore di attività alla nota 43 “Informazioni per settore di attività, per area geografica e contratti di costruzione”.

Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims) derivanti, ad esempio, da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti. L'ammontare dei ricavi di competenza del primo semestre 2014, relativi a corrispettivi aggiuntivi in corso di negoziazione, è pari a 457 milioni di euro (l'importo cumulato di tali corrispettivi aggiuntivi al 30 giugno 2014, in relazione allo stato di avanzamento dei progetti, è pari a 1.198 milioni di euro).

I ricavi verso parti correlate ammontano a 968 milioni di euro (1.017 milioni di euro nel primo semestre 2013) e sono dettagliati alla nota 44 “Rapporti con parti correlate”.

33 Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Primo semestre 2014
Indennizzi	-	2
Altri proventi	3	10
Totale	3	12

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”.

34 Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

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

(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Primo semestre 2014
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	1.071	1.172
Costi per servizi	2.475	2.367
Costi per godimento di beni di terzi	413	608
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	70	(27)
Altri oneri	35	15
a dedurre:		
- incrementi di attività materiali per lavori interni	(3)	(7)
- variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(38)	(2)
Totale	4.023	4.126

La variazione nella voce “Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci” è riconducibile alla situazione operativa dei progetti in corso di esecuzione nel periodo.

I costi per servizi comprendono compensi d’intermediazione per 1 milione di euro (2 milioni di euro nel primo semestre 2013).

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 parti correlate ammontano a 154 milioni di euro (124 milioni di euro nel primo semestre 2013) e sono dettagliati alla nota 44 “Rapporti con parti correlate”.

35 Costo del lavoro

Il costo del lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Primo semestre 2014
Costo lavoro	1.109	1.204
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(10)	(7)
Totale	1.099	1.197

L’aumento del costo del lavoro è riconducibile all’incremento della forza media di periodo come evidenziato a pagina 46 della “Relazione intermedia sulla gestione”.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Saipem

Nel 2009 Saipem ha dato discontinuità al piano di incentivazione manageriale basato sull’assegnazione di stock option ai dirigenti di Saipem SpA e delle società controllate. Le condizioni generali dei piani e le altre informazioni indicate nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 non hanno subito variazioni significative.

STOCK OPTION

L'evoluzione dei piani di stock option è la seguente:

(migliaia di euro)	2013			2014		
	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	397.485	23,980	11.646	259.500	25,979	4.038
Nuovi diritti assegnati	-	-	-	-	-	-
(Diritti esercitati nel periodo)	(56.650)	13,787	1.034	-	-	-
(Diritti decaduti nel periodo)	(81.335)	-	1.484	(27.075)	-	533
Diritti esistenti a fine periodo	259.500	25,979	4.038	232.425	26,440	4.579
Di cui: esercitabili a fine periodo	259.500	25,979	4.038	232.425	26,440	4.579

(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 2014 sono in essere n. 232.425 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 (mesi)	Valore di mercato unitario (euro) assegnatari residenti in Italia	Valore di mercato unitario (euro) assegnatari residenti in Francia
Piano 2007	34.850	26,521	1	8,8966	9,5320
Piano 2008	197.575	25,872	4,7	8,2186	8,7734
Totale	232.425				

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 2013	Primo semestre 2014
Dirigenti	423	414
Quadri	4.666	4.732
Impiegati	20.748	21.508
Operai	18.718	21.546
Marittimi	334	329
Totale	44.889	48.529

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.

36 Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Primo semestre 2014
Ammortamenti:		
- attività materiali	347	358
- attività immateriali	4	4
	351	362
Svalutazioni:		
- attività materiali	-	-
- attività immateriali	-	-
Totale	351	362

37 Altri proventi e oneri operativi

Negli "Altri proventi e oneri operativi" sono rilevati gli effetti a conto economico delle valutazioni al fair value dei contratti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura secondo gli IFRS.

Al 30 giugno 2014 non si è registrato alcun ammontare nella voce (1 milione di euro di oneri nel primo semestre 2013).

38 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Primo semestre 2014
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	227	333
Oneri finanziari	(238)	(373)
	(11)	(40)
Strumenti derivati	(80)	(70)
Totale	(91)	(110)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Primo semestre 2014
Differenze attive (passive) nette di cambio	59	56
Differenze attive di cambio	215	331
Differenze passive di cambio	(156)	(275)
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(67)	(93)
Interessi attivi e altri proventi verso società finanziarie di Gruppo	-	-
Interessi attivi verso banche e altri finanziatori	12	2
Interessi passivi e altri oneri verso società finanziarie di Gruppo	(61)	(67)
Interessi passivi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(18)	(28)
Altri proventi (oneri) finanziari	(3)	(3)
Altri proventi finanziari verso terzi	-	-
Proventi (oneri) finanziari su piani a benefici definiti	(3)	(3)
Totale proventi (oneri) finanziari	(11)	(40)

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Primo semestre 2014
Contratti su valute	(80)	(70)
Contratti su tassi di interesse	-	-
Totale	(80)	(70)

Gli oneri su contratti derivati di 70 milioni di euro (80 milioni di euro di oneri nel primo semestre 2013) 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.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono dettagliati alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

39 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 2013	Primo semestre 2014
Quota di utile da valutazione con il metodo del patrimonio netto	10	13
Quota di perdite da valutazione con il metodo del patrimonio netto	-	(1)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1)	1
Totale	9	13

La quota di utile (perdita) da valutazione al patrimonio netto è commentata alla nota 10 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Nel corso del periodo si è registrata una plusvalenza netta da vendita pari a 4 milioni di euro relativa alla cessione a terzi della società Offshore Design Engineering Ltd.

40 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Primo semestre 2014
Imposte correnti:		
- imprese italiane	36	19
- imprese estere	81	84
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	(76)	(36)
- imprese estere	(26)	(3)
Totale	15	64

(milioni di euro)	Primo semestre 2013	Primo semestre 2014
Imposte sul reddito nel conto economico consolidato	15	64
Imposte sul reddito riconosciute nel prospetto del conto economico complessivo	(16)	(17)
Effetto fiscale sull'utile complessivo di periodo	(1)	47

41 Utile di terzi azionisti

Nel periodo non si è registrato alcun utile di pertinenza di terzi azionisti (8 milioni di euro nel primo semestre 2013).

42 Utile (perdita) per azione

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) 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 439.359.038 e di 439.315.903, rispettivamente nel 2014 e nel 2013.

L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) 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 2013 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 439.702.259 e di 439.806.523, rispettivamente per il 2014 e il 2013. 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:

	30.06.2013	30.06.2014
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	439.315.903	439.359.038
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	377.335	232.425
Numero di azioni di risparmio convertibili in azioni ordinarie	113.285	110.796
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	439.806.523	439.702.259
Utile netto di competenza Saipem	(milioni di euro) (330)	136
Utile (perdita) per azione semplice	(ammontari in euro per azione) (0,751)	0,310
Utile (perdita) per azione diluito	(ammontari in euro per azione) (0,750)	0,309

43 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 2013						
Ricavi della gestione caratteristica	2.773	2.305	779	416	-	6.273
a dedurre: ricavi infragruppo	607	187	171	62	-	1.027
Ricavi da terzi	2.166	2.118	608	354	-	5.246
Risultato operativo	(107)	(351)	192	41	-	(225)
Ammortamenti e svalutazioni	135	14	131	71	-	351
Proventi netti su partecipazioni	8	1	-	-	-	9
Investimenti in attività materiali e immateriali	212	88	64	126	-	490
Immobili, impianti e macchinari	4.066	572	3.482	958	-	9.078
Partecipazioni	97	73	-	2	-	172
Attività correnti	2.328	2.132	584	494	2.015	7.553
Passività correnti	2.829	2.236	283	167	2.295	7.810
Fondi per rischi e oneri	73	108	1	8	50	240
Primo semestre 2014						
Ricavi netti della gestione caratteristica	3.990	2.331	747	420	-	7.488
a dedurre: ricavi infragruppo	806	441	191	84	-	1.522
Ricavi da terzi	3.184	1.890	556	336	-	5.966
Risultato operativo	180	(81)	155	39	-	293
Ammortamenti e svalutazioni	147	19	123	73	-	362
Proventi netti su partecipazioni	12	5	-	-	-	17
Investimenti in attività materiali e immateriali	135	20	105	69	-	329
Immobili, impianti e macchinari	3.804	590	3.332	943	-	8.669
Partecipazioni	83	82	-	4	-	169
Attività correnti	2.696	2.554	579	491	1.923	8.243
Passività correnti	3.089	1.688	293	156	3.771	8.997
Fondi per rischi e oneri	47	57	1	2	62	169

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 "Ricavi della gestione caratteristica".

(milioni di euro)	Italia	Resto Europa	CSI	Resto Asia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Americhe	Non allocabili	Totale
Primo semestre 2013									
Investimenti in attività materiali e immateriali	9	7	5	118	1	8	141	201	490
Attività materiali e immateriali	356	28	357	702	31	327	881	6.396	9.078
Attività direttamente attribuibili (correnti)	279	1.376	686	1.967	497	878	1.016	854	7.553
Primo semestre 2014									
Investimenti in attività materiali e immateriali	8	4	6	46	1	7	65	192	329
Attività materiali e immateriali	102	36	315	716	17	304	951	6.228	8.669
Attività direttamente attribuibili (correnti)	249	1.416	491	2.321	501	763	1.666	836	8.243

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); e (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 2013	Primo semestre 2014
Contratti di costruzione - attività	1.712	2.635
Contratti di costruzione - passività	(1.041)	(1.289)
Contratti di costruzione - netto	671	1.346
Costi e margini (percentuale di completamento)	6.378	6.464
Fatturazione ad avanzamento lavori	(5.626)	(5.137)
Variazione fondo perdite future	(81)	19
Contratti di costruzione - netto	671	1.346

44 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 e la stipula di contratti derivati con altre imprese controllate, collegate e a controllo congiunto di Eni SpA e con alcune società controllate dallo Stato; esse fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente 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. Ai sensi degli obblighi informativi previsti dal Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010, nel corso del primo semestre 2014 sono state effettuate le seguenti operazioni con parti correlate:

- in data 18 febbraio 2014 la società Saipem SpA ha stipulato un contratto di finanziamento a medio-lungo termine bullet a tasso fisso nella misura del 2,5% e della durata di 5 anni con Eni SpA, per un importo di 300 milioni di euro;
- in data 31 marzo 2014 è stato firmato tra Saipem SpA e Versalis SpA un contratto per la realizzazione di una nuova linea di produzione di elastomeri speciali (EPDM) e il potenziamento delle linee esistenti presso lo stabilimento Versalis di Ferrara per un valore di 206 milioni di euro;
- in data 16 aprile 2014 le società Saipem SA e Sofresid SA, controllate rispettivamente in maniera diretta e indiretta da Saipem SpA, hanno stipulato contratti in derivati di copertura in cambi per un controvalore nozionale complessivo di circa 2.437 milioni di euro con Eni SpA. Le operazioni si sono rese necessarie a seguito dell'aggiudicazione di un'importante iniziativa in Angola da parte di Total Exploration and Production Angola, per neutralizzare il rischio di oscillazione cambi e i relativi impatti sulla redditività attesa dal progetto;
- in data 30 giugno 2014 Saipem SpA ha stipulato con Eni SpA un contratto di finanziamento a medio-lungo termine bullet, a tasso fisso nella misura del 3,6%, della durata di 5 anni per un importo di 750 milioni di euro. L'operazione è contestuale al rimborso anticipato di finanziamenti a breve termine per un importo equivalente;
- in data 30 giugno 2014 Saipem SpA ha stipulato con Eni SpA una linea di credito rotativa a medio-lungo termine, a tasso variabile su base EURIBOR coerente con gli utilizzi, della durata di 5 anni per un importo di 650 milioni di euro. L'operazione è contestuale al rimborso anticipato di finanziamenti a medio-lungo termine per un importo equivalente.

Sono di seguito evidenziati gli ammontari dei rapporti, di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria, posti in essere con parti correlate; i dati comparativi tengono in considerazione gli effetti relativi all'applicazione del principio IFRS 11. 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 e a controllo congiunto di Eni;
- altre parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali e diversi sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2013			Primo semestre 2013			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
SAGIO - Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Lda	-	2	-	-	1	-	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	1	-	-	-	-	-	-
Totale controllate escluse dall'area di consolidamento	1	2	-	-	1	-	-
Imprese collegate e a controllo congiunto							
ASG Scarl	-	4	-	-	1	-	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	78	165	150	-	29	71	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	38	16	951	-	3	15	-
Charville - Consultores e Servicos, Lda	1	-	-	-	-	1	-
KWANDA Suporte Logistico Lda	55	5	-	-	1	4	-
Modena Scarl	-	-	-	-	1	-	-
Petromar Lda	69	7	43	-	5	30	-
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corp e Servizi Energia Italia SpA	2	-	-	-	-	3	-
Rodano Consortile Scarl	-	1	-	-	-	-	-
Sabella SAS	1	-	-	-	-	-	-
Saidel Ltd	-	-	-	-	7	4	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	5	15	-	-	23	-	-
Société pour la Réalisation du Port de Tanger Méditerranée	3	-	-	-	-	-	-
Southern Gas Constructors Ltd	1	-	-	-	-	2	-
TMBYS SAS	2	-	-	-	-	4	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	2	1	1	-	-	-	-
Totale collegate e a controllo congiunto	257	214	1.145	-	70	134	-
Imprese controllate consolidate di Eni							
Eni SpA	1	10	5.339	1	8	-	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	58	5	-	-	-	71	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	1	1	-	-	1	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	28	2	-	2	-	18	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	2	-	-	-	-	-	-
Agip Karachaganak BV	1	-	-	-	-	-	-
Burren Energy (Services) Ltd	6	-	-	-	-	4	-
Eni Adfin SpA	-	-	-	-	2	-	-
Eni Angola SpA	73	-	-	-	-	70	-
Eni Canada Holding Ltd	52	-	-	-	-	6	-
Eni Congo SA	101	43	-	-	1	50	-
Eni Corporate University SpA	-	4	-	-	3	-	-
Eni Ghana Exploration & Production Ltd	-	-	-	-	-	18	-
Eni Insurance Ltd	3	7	-	-	11	7	-
Eni Iraq BV	2	-	-	-	-	-	-
Eni Lasmo PLC	8	-	-	-	-	-	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	-	-	-	-	-	1	-
Eni Muara Bakau BV	2	-	-	-	-	-	-
Eni Norge AS	69	-	-	-	-	83	-
EniPower SpA	4	-	-	-	-	3	-
EniServizi SpA	1	27	-	-	21	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	(1)	-	-
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	1	-	-	-	-	-	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	4	-	-	-	-	-	-
Nigerian Agip Exploration Ltd	33	-	-	-	-	-	-
Raffineria di Gela SpA	5	-	-	-	-	2	-
Serfactoring SpA	2	33	-	-	-	-	-
Syndial SpA	10	-	-	-	-	5	-
Versalis SpA	22	-	-	-	-	10	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	2	1	-	-	1	1	-
Totale imprese controllate consolidate di Eni	491	133	5.339	3	47	349	-

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2013			Primo semestre 2013			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
Imprese controllate di Eni escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	47	17	-	-	-	321	-
Eni Togo BV	2	-	-	-	-	42	-
Totale imprese controllate di Eni	540	150	5.339	3	47	712	-
Imprese collegate e a controllo congiunto di Eni							
InAgip Doo	3	1	-	-	-	-	-
Eni East Africa SpA	-	-	-	-	-	68	-
Petrobel Belayim Petroleum Co	20	-	-	-	-	14	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	5	-	-	-	-	3	-
Totale imprese collegate e a controllo congiunto di Eni	28	1	-	-	-	85	-
Totale imprese di Eni	568	151	5.339	3	47	797	-
Imprese controllate o possedute dallo Stato	25	61	-	-	3	86	-
Fondi pensione: FOPDIRE	-	-	-	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	851	428	6.484	3	121	1.017	-
Totale generale	3.240	5.129	7.307	1.071	2.923	5.246	3
Incidenza (%)	26,27	8,34	88,74	0,28	4,14	19,39	-

[1] La voce "Servizi" comprende costi per servizi, costi per godimento di beni di terzi, altri oneri.

I rapporti commerciali e diversi al 30 giugno 2014 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2014			Primo semestre 2014			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
SAGIO - Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Lda	-	2	-	-	1	-	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	1	-	-	-	-	-	-
Totale controllate escluse dall'area di consolidamento	1	2	-	-	1	-	-
Imprese collegate e a controllo congiunto							
ASG Scarl	-	3	-	-	-	-	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	100	89	150	-	68	69	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	32	11	285	-	-	1	-
CSFLNG Netherlands BV	3	-	-	-	-	7	-
Gruppo Rosetti Marino SpA	-	-	-	-	1	-	-
KWANDA Suporte Logistico Lda	58	8	-	-	4	4	-
Petromar Lda	87	7	36	-	1	31	-
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corp e Servizi Energia Italia SpA	2	-	-	-	-	-	-
Sabella SAS	1	-	-	-	-	-	-
Saidel Ltd	-	1	-	-	-	-	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	7	13	-	-	17	3	-
Société pour la Réalisation du Port de Tanger Méditerranée	3	-	-	-	-	-	-
TMBYS SAS	2	-	-	-	-	5	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	3	1	-	-	1	2	-
Totale collegate e a controllo congiunto	298	133	471	-	92	122	-
Imprese controllate consolidate di Eni							
Eni SpA	4	11	4.871	-	8	-	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	71	5	-	-	-	92	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	1	1	-	-	1	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	13	-	-	1	-	13	-

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2014			Primo semestre 2014			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	2	-	-	-	-	-	-
Agip Karachaganak BV	1	-	-	-	-	1	-
Agip Oil Ecuador BV	1	-	-	-	-	1	-
Banque Eni SA	-	-	-	-	1	-	-
Eni Adfin SpA	-	2	-	-	2	-	-
Eni Angola SpA	28	-	-	-	-	62	-
Eni Canada Holding Ltd	53	-	-	-	-	-	-
Eni Congo SA	62	34	-	-	-	96	-
Eni Corporate University SpA	-	3	-	-	3	-	-
Eni Finance International SA	-	1	-	-	-	-	-
Eni Finance USA Inc	29	-	-	-	-	-	-
Eni Insurance Ltd	11	11	-	-	13	-	8
Eni Lasmco PLC	3	-	-	-	-	3	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	-	-	-	-	-	1	-
Eni Muara Bakau BV	-	27	-	-	-	3	-
Eni Norge AS	54	4	-	-	-	85	-
EniPower SpA	2	-	-	-	-	1	-
EniServizi SpA	-	19	-	-	24	1	-
Floater SpA	3	-	-	-	-	3	-
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	1	-	-	-	-	-	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	4	-	-	-	-	-	-
Nigerian Agip Exploration Ltd	1	-	-	-	-	11	-
Raffineria di Gela SpA	3	-	-	-	-	3	-
Serfactoring SpA	2	15	-	-	1	-	-
Syndial SpA	10	-	-	-	-	5	-
Versalis SpA	40	-	-	-	-	27	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	1	-	-	-	-	1	-
Totale imprese controllate consolidate di Eni	400	133	4.871	1	53	409	8
Imprese controllate di Eni escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	54	8	-	-	-	84	-
Totale imprese controllate di Eni	454	141	4.871	1	53	493	8
Imprese collegate e a controllo congiunto di Eni							
Eni East Africa SpA	24	-	-	-	-	59	-
Mellitah Oil & Gas BV	11	-	-	-	-	(1)	-
Petrobel Belayim Petroleum Co	26	-	-	-	-	42	-
South Stream Transport BV	-	-	-	-	-	230	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	1	-	-	-	-	4	-
Totale imprese collegate e a controllo congiunto di Eni	62	-	-	-	-	334	-
Totale imprese di Eni	516	141	4.871	1	53	827	8
Imprese controllate o possedute dallo Stato	16	4	-	-	6	19	-
Fondi pensione: FOPDIRE	-	-	-	-	1	-	-
Totale rapporti con parti correlate	831	280	5.342	1	153	968	8
Totale generale	2.967	5.133	7.398	1.172	2.990	5.966	12
Incidenza (%)	28,01	5,45	72,21	0,09	5,08⁽²⁾	16,23	66,67

(1) La voce "Servizi" comprende costi per servizi, costi per godimento di beni di terzi, altri oneri.

(2) L'incidenza è calcolata al netto dei fondi pensione.

I valori riportati in tabella fanno riferimento alle note 3 "Crediti commerciali e altri crediti", 15 "Debiti commerciali e altri debiti", 31 "Garanzie, impegni e rischi", 32 "Ricavi della gestione caratteristica", 33 "Altri ricavi e proventi" e 34 "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

Il Gruppo Saipem fornisce servizi alle imprese del Gruppo Eni in tutti i settori in cui opera sia in Italia che all'estero.

I rapporti verso le imprese controllate o possedute dallo Stato sono in essere principalmente nei confronti del Gruppo Snam.

Gli altri rapporti sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)	31.12.2013		30.06.2014	
	Altre attività	Altre passività	Altre attività	Altre passività
Eni SpA	219	108	66	81
Banque Eni SA	7	6	2	7
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	3	-	3	-
Eni Insurance Ltd	-	-	-	8
Totale rapporti con parti correlate	229	114	71	96
Totale generale	527	117	352	143
Incidenza (%)	43,45	97,44	20,17	67,13

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)	31.12.2013		Primo semestre 2013		
	Debiti ⁽¹⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	2.231	11.457	(28)	-	(90)
Banque Eni SA	-	393	-	-	10
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	-	-	-	3	-
Eni Finance International SA	3.469	-	(32)	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	(1)
Serfactoring SpA	14	-	(1)	-	-
Totale rapporti con parti correlate	5.714	11.850	(61)	3	(81)

[1] Esposti nello stato patrimoniale per 1.698 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine"; per 2.659 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" e per 1.357 milioni di euro alla voce "Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine".

I rapporti finanziari al 30 giugno 2014 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)	30.06.2014		Primo semestre 2014		
	Debiti ⁽¹⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	2.387	13.513	(34)	-	(62)
Banque Eni SA	-	386	-	-	(9)
Eni Finance International SA	3.686	-	(32)	-	-
Serfactoring SpA	1	-	(1)	-	-
Totale rapporti con parti correlate	6.074	13.899	(67)	-	(71)

[1] Esposti nello stato patrimoniale per 1.108 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine"; per 3.125 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" e per 1.841 milioni di euro alla voce "Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine".

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".

Con l'Unità Finanza di Eni 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)	31.12.2013			30.06.2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Passività finanziarie a breve termine	1.899	1.698	89,42	1.394	1.108	79,48
Passività finanziarie a lungo termine (comprenditive delle quote a breve termine)	4.217	4.016	95,23	5.167	4.966	96,11

(milioni di euro)	Primo semestre 2013			Primo semestre 2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Proventi finanziari	227	3	1,32	333	-	-
Oneri finanziari	(238)	(61)	25,63	(373)	(67)	17,96
Strumenti derivati	(80)	(80)	100,00	(70)	(71)	101,43
Altri proventi (oneri) operativi	(1)	(1)	100,00	-	-	-

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

(milioni di euro)	30.06.2013	30.06.2014
Ricavi e proventi	1.017	976
Costi e oneri	(124)	(154)
Proventi (oneri) finanziari e strumenti derivati	(139)	(138)
Variazione crediti e debiti commerciali	247	(128)
Flusso di cassa netto da attività di periodo	1.001	556
Variazione debiti/crediti finanziari	485	360
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	485	360
Flusso di cassa totale verso entità correlate	1.486	916

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

(milioni di euro)	30.06.2013			30.06.2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di periodo	499	1.001	200,60	50	556	1.112,00
Flusso di cassa da attività di investimento	(459)	-	-	(323)	-	-
Flusso di cassa da attività di finanziamento (*)	502	485	96,61	414	360	86,96

(*) 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 società riprese con il metodo del working interest

I valori relativi alla situazione al 30 giugno 2014 delle imprese consolidate con il metodo del working interest, confrontati con lo stesso periodo dell'anno precedente, sono i seguenti:

(milioni di euro)	30.06.2013	30.06.2014
Capitale investito netto	(90)	(61)
Totale attività	100	62
Totale attività correnti	100	62
Totale attività non correnti	-	-
Totale passività	98	61
Totale passività correnti	97	61
Totale passività non correnti	1	-
Totale ricavi	2	1
Totale costi operativi	-	(1)
Utile operativo	2	-
Utile (perdita) di periodo	2	-

45 Eventi e operazioni significativi e non ricorrenti

Nel primo semestre 2013 e nel primo semestre 2014 non si segnalano eventi e/o operazioni significativi non ricorrenti.

46 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e inusuali

Nel primo semestre 2013 e nel primo semestre 2014 non si segnalano operazioni atipiche e/o inusuali.

47 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”.

48 Altre informazioni: Algeria

A completamento dell’informativa inclusa nella nota Algeria del paragrafo “Contenziosi” e al solo fine di fornire un quadro organico e completo, si specifica quanto segue con riferimento ai rapporti patrimoniali relativi ai progetti in esecuzione in Algeria al 30 giugno 2014:

- due conti correnti (rif. nota 1) sono temporaneamente bloccati per un totale di 80 milioni di euro equivalenti;
- i crediti commerciali (rif. nota 3) ammontano a 197 milioni di euro, di cui scaduti e non svalutati 196 milioni di euro (22 milioni di euro scaduti da 1 a 3 mesi, 75 milioni di euro scaduti da 3 a 6 mesi, 23 milioni di euro da 6 a 12 mesi e 76 milioni di euro da oltre 12 mesi);
- i lavori in corso (rif. nota 4) relativi a progetti in esecuzione ammontano a 151 milioni di euro;
- gli acconti e gli anticipi (rif. nota 15) ammontano rispettivamente a 117 milioni di euro e 2 milioni di euro;
- gli altri debiti (rif. nota 15) ammontano a 20 milioni di euro;
- i fondi perdite future (rif. nota 20) per progetti in esecuzione ammontano a 6 milioni di euro;
- le garanzie (rif. nota 31) su progetti in corso di esecuzione ammontano a 685 milioni di euro.

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 Umberto Vergine e Alberto Chiarini in qualità, rispettivamente, di 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, nel corso del primo semestre 2014.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2014 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:

- 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.

29 luglio 2014

Umberto Vergine

Amministratore Delegato (CEO)

Alberto Chiarini

Chief Financial Officer and Compliance 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
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 2014, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto del conto economico 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 semestrale abbreviato. 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.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente, del semestre dell'anno precedente e lo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013. Come illustrato nelle note esplicative al paragrafo "Riesposizione dei dati comparativi", gli Amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, al semestre dell'anno precedente e allo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 che deriva dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 sui quali avevamo emesso le nostre relazioni rispettivamente in data 8 aprile 2014, 5 agosto 2013 e in data 3 aprile 2013. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note illustrative sono state da noi esaminate ai fini dell'emissione della presente relazione.

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 2014 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, 31 luglio 2014

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.IVA 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)

Saipem Sustainability (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: STILGRAF srl - Viadana (Mantova)

www.saipem.com