

saipem



Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2015

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, Bulgaria, Cipro, Croazia, Danimarca, Francia, 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, Trinidad & Tobago, Venezuela

CSI

Azerbaijan, Georgia, Kazakhstan, Russia, Turkmenistan, Ucraina

AFRICA

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

MEDIO ORIENTE

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

ESTREMO ORIENTE E OCEANIA

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

Organi sociali e di controllo di Saipem SpA

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE¹

Presidente

Paolo Andrea Colombo

Amministratore Delegato (CEO)

Stefano Cao

Consiglieri

Maria Elena Cappello, Federico Ferro-Luzzi, Francesco Antonio Ferrucci, Guido Guzzetti, Flavia Mazzarella, Nicla Picchi, Stefano Siragusa

COLLEGIO SINDACALE²

Presidente

Mario Busso

Sindaci effettivi

Anna Gervasoni

Massimo Invernizzi

Sindaci supplenti

Paolo Sfameni

Giulia De Martino³

[1] Nominato con delibera dell'Assemblea del 30 aprile 2015.

[2] Nominato con delibera dell'Assemblea del 6 maggio 2014.

[3] Nominata con delibera dell'Assemblea del 30 aprile 2015 in sostituzione di Elisabetta Maria Corvi, dimessasi il 14 gennaio 2015.

Società di revisione

Reconta Ernst & Young SpA

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

- 2** Risultati del semestre
3 Struttura partecipativa
del Gruppo Saipem

**Relazione intermedia
sulla gestione**

**Bilancio consolidato
semestrale abbreviato**

8	Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA
10	Glossario
13	Andamento operativo
13	Il contesto di mercato
13	Le acquisizioni e il portafoglio
15	Gli investimenti
16	Engineering & Construction Offshore
21	Engineering & Construction Onshore
25	Drilling Offshore
27	Drilling Onshore
29	Commento ai risultati economico-finanziari
29	Risultati economici
33	Situazione patrimoniale e finanziaria
35	Rendiconto finanziario riclassificato
36	Principali indicatori reddituali e finanziari
37	Sostenibilità
38	Attività di ricerca e sviluppo
40	Qualità, sicurezza e ambiente
42	Risorse umane e salute
45	Sistema informativo
47	Gestione dei rischi d'impresa
54	Altre informazioni
57	Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori
60	Schemi di bilancio
66	Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato
110	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
111	Relazione della Società di revisione

Risultati del semestre

Il repentino deterioramento dello scenario competitivo in cui si muove Saipem e che ha caratterizzato il primo semestre del 2015, trova la sua ragione principale nel basso livello del prezzo del petrolio, che aveva iniziato la sua discesa nell'ultima parte del precedente esercizio. Tale contesto fortemente deteriorato, provoca:

- ritardi o cancellazioni di ordini già in corso di esecuzione, nonché l'irrigidimento nelle negoziazioni con i committenti per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione dei progetti;
- incremento del rischio di credito in alcune aree geografiche;
- necessità di ripensare la strategia operativa; in tale contesto è stato avviato un piano di rilancio "Fit for the future" che comporta una razionalizzazione delle yard di fabbricazione e dei mezzi navali non più adeguati al mutato scenario di mercato;
- necessità di rivedere la strategia negoziale volta a perseguire soluzioni transattive con i clienti al fine di minimizzare i potenziali procedimenti e cercare di avere un immediato beneficio finanziario.

Pertanto i risultati del primo semestre impattati dalla cancellazione di South Stream e dalle svalutazioni effettuate:

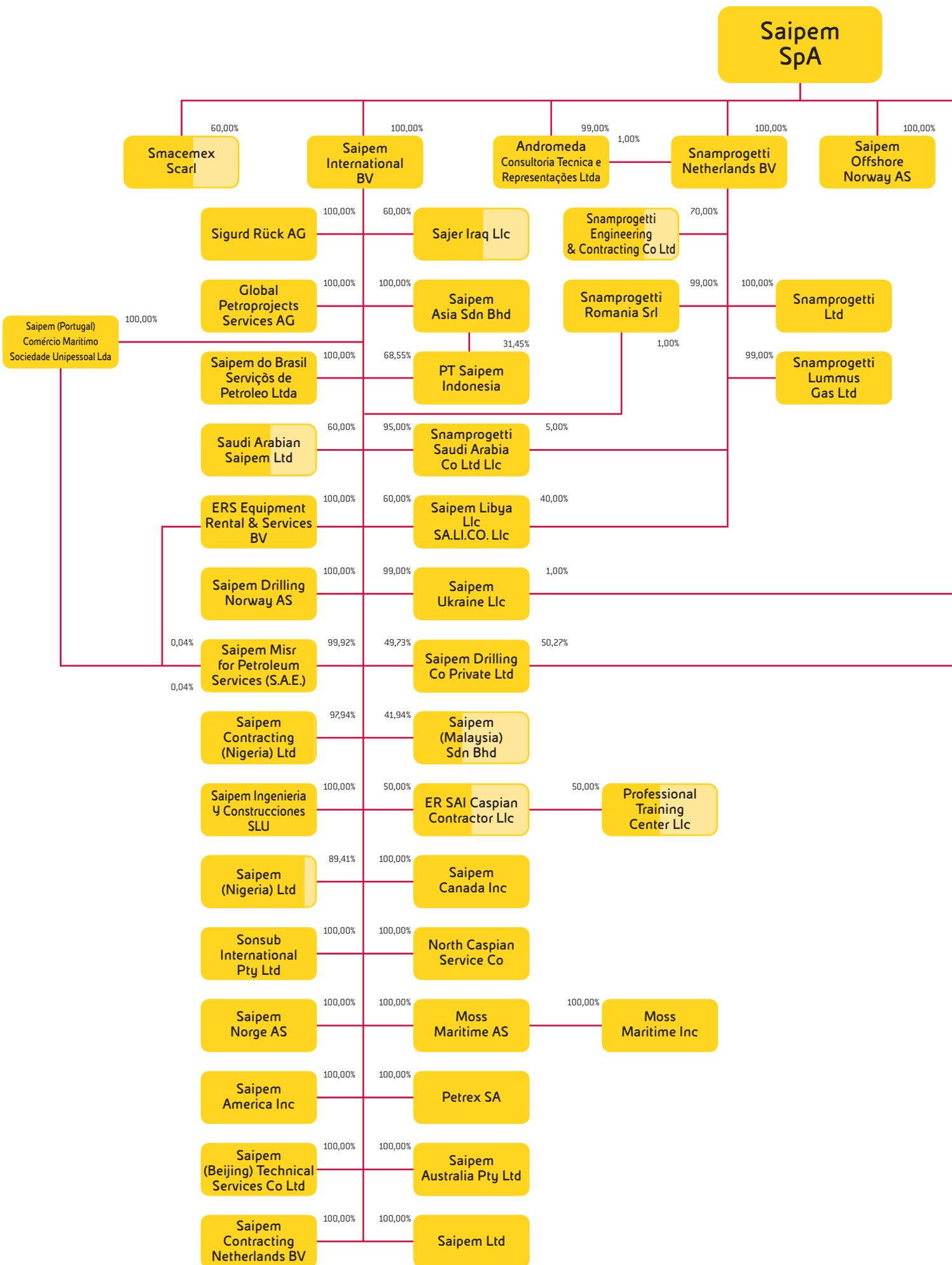
- EBIT adjusted¹: -579 milioni di euro;
- EBIT: -790 milioni di euro incluso l'impatto di 211 milioni di euro di svalutazione del capitale immobilizzato;
- risultato netto adjusted: -709 milioni di euro;
- risultato netto: -920 milioni di euro;
- investimenti tecnici: 268 milioni di euro (329 milioni di euro nel primo semestre del 2014);
- debito netto a fine semestre: 5.531 milioni di euro (4.424 milioni di euro al 31 dicembre 2014), include l'impatto netto negativo di 502 milioni di euro relativi a scadenze nel semestre di derivati di copertura cambi;
- acquisizione nuovi ordini: 3.500 milioni di euro (13.132 milioni di euro nel primo semestre del 2014);
- portafoglio ordini residuo: 19.018 milioni di euro² al 30 giugno 2015 (22.147 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

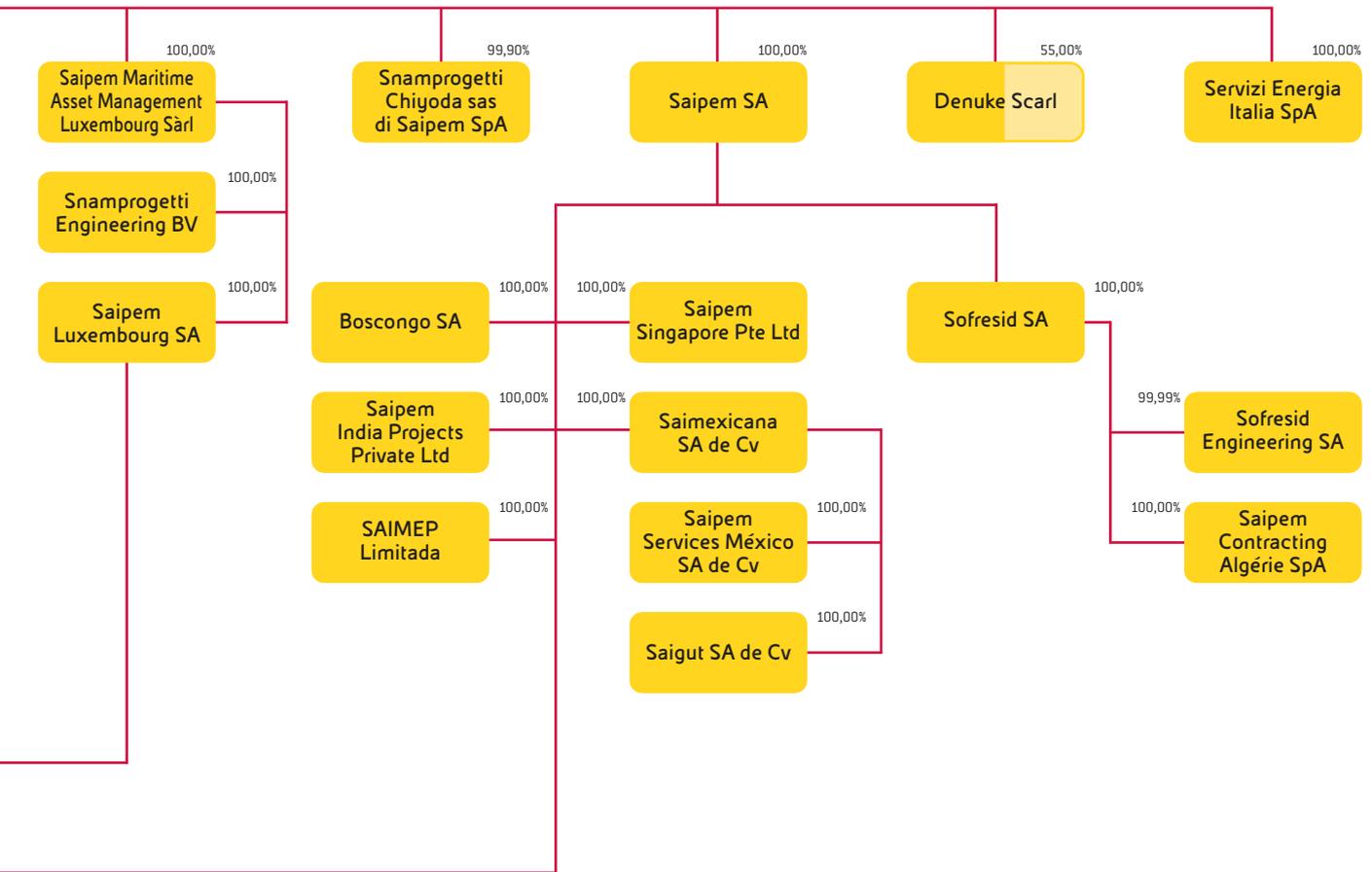
[1] L'EBIT adjusted e il risultato netto adjusted non comprendono 211 milioni di euro di svalutazioni non monetarie di asset (basi e navi).

[2] Cancellati dal backlog 1.232 milioni di euro relativi al contratto South Stream e 24 milioni di euro relativi al contratto del mezzo semisommersibile Scarabeo 5.

Struttura partecipativa del Gruppo Saipem

(società controllate)





Relazione intermedia sulla gestione



saipem

Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA

Nel primo semestre del 2015 la quotazione delle azioni ordinarie Saipem presso la Borsa Italiana ha registrato un aumento dell'8,7%, attestandosi a fine giugno 2015 su un valore di 9,52 euro per azione a fronte degli 8,76 euro all'inizio del mese di gennaio.

Nello stesso periodo l'indice FTSE MIB, il listino dei maggiori 40 titoli italiani, ha fatto registrare un aumento del 17,4%.

Nei primi giorni dell'anno il titolo prosegue lungo il trend di discesa iniziato a metà dell'anno precedente, principalmente a causa della drastica riduzione delle quotazioni del petrolio, e nell'ultimo mese del 2014 dalla sospensione del contratto South Stream. L'azione tocca il minimo del semestre il 20 gennaio a quota 7,29. Tuttavia, già dalla fine di gennaio, le quotazioni invertono la rotta per iniziare una graduale risalita che viene sostenuta, a metà del mese di febbraio, dalla positiva reazione della comunità finanziaria alla presentazione dei risultati dell'anno 2014.

A partire dal mese di aprile la ripresa delle quotazioni del greggio contribuisce a consolidare il trend di ripresa del prezzo del titolo e determina un clima di rinnovata fiducia sulle prospettive future dell'azienda, alimentata anche dalla nomina al vertice del nuovo Consiglio di Amministrazione che è investito di un mandato triennale. Il 16 aprile il titolo raggiunge i 12,29 euro.

La fine della sospensione del contratto South Stream, notificata all'inizio del mese di maggio, spinge il prezzo dell'azione Saipem verso la quotazione massima del semestre registrata il 13 maggio a 12,76 euro per azione, supportata da alcuni report pubblicati da analisti finanziari che si dimostrano più ottimisti sulle prospettive della Società e del settore.

Successivamente, in seguito all'annuncio di un significativo miglioramento dei risultati da parte di un competitor avvenuto nella

serata del 6 luglio a mercati chiusi, si segnala una rilevante contrazione registrata dalle quotazioni di borsa del settore oil service, che ha portato il titolo Saipem a chiudere il giorno seguente a 8,41 euro per azione, con una perdita del 6,7% rispetto alla chiusura del giorno precedente.

Alla fine del mese di giugno la capitalizzazione di mercato di Saipem era di circa 4,2 miliardi di euro. In termini di liquidità del titolo, le azioni trattate nel semestre sono state 1 miliardo e 74 milioni, a fronte dei 391 milioni del corrispondente periodo del 2014, con una media giornaliera di periodo che si attesta sugli 8,6 milioni circa di titoli scambiati (3,1 milioni nel corso del primo semestre 2014). Il controvalore degli scambi è stato di 10,6 miliardi di euro, mentre nel corso del primo semestre del 2014 era stato di poco inferiore ai 7 miliardi di euro.

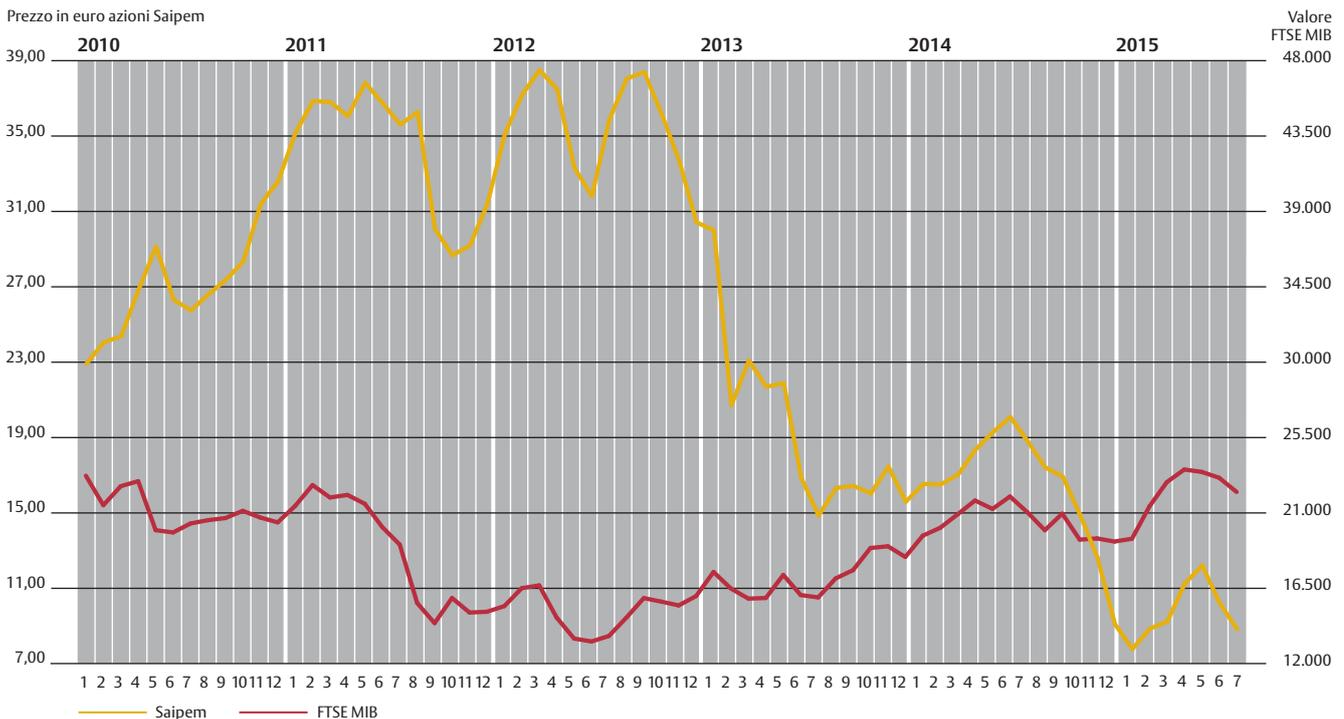
Il semestre è stato caratterizzato pertanto da un'ampia volatilità del titolo, connessa anche a una crescente presenza di investitori con un approccio di tipo speculativo e un orizzonte di investimento di breve termine.

In data 30 aprile 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 109.326 alla fine del mese di giugno 2015. Il loro valore ha avuto un decremento del 15% nel corso della prima metà dell'anno, registrando una quotazione di 15,30 euro a fine giugno 2015.

Quotazioni alla Borsa Valori di Milano	(euro)	2011	2012	2013	2014	1° semestre 2015
Azioni ordinarie:						
- massima		38,60	39,78	32,18	20,89	12,76
- minima		23,77	29,07	12,60	8,31	7,29
- media		33,89	35,52	19,31	16,59	9,98
- fine periodo		32,73	29,41	15,54	8,77	9,52
Azioni di risparmio:						
- massima		39,25	39,40	35,00	20,99	18,05
- minima		30,00	30,00	16,00	16,22	15,30
- media		34,89	34,72	24,50	18,58	17,58
- fine periodo		30,00	35,00	17,10	18,05	15,30

Saipem e FTSE MIB - Valori medi mensili gennaio 2010-luglio 2015



Glossario

Termini finanziari

- **EBIT** (earnings before interest and tax) risultato operativo.
- **EBITDA** (earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation) 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 antecedentemente 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 operativo/netto adjusted** risultato operativo/netto con esclusione degli special item.
- **ROACE** (Return on Average Capital Employed) 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 item** 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 segmento 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 segmento 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 dal petrolio nei pozzi di petrolio, 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 galleggiante.

- **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 Company** 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 Company** 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 Company 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, posto al di sopra di un altro pipeline di diametro maggiore, destinato al trasporto di altri prodotti rispetto a quello trasportato dalla linea principale.
- **Pile** lungo e pesante palo di acciaio che viene infisso nel fondo del mare; l'insieme di più pali costituisce una fondazione per l'ancoraggio di una piattaforma fissa o di altre strutture offshore.
- **Pipe-in-pipe** condotta sottomarina, formata da due tubazioni coassiali, per il trasporto di fluidi caldi (idrocarburi). Il tubo interno ha la funzione di trasportare il fluido. Nell'intercapedine tra i due tubi si trova del materiale coibente per ridurre lo scambio termico con l'ambiente esterno. Il tubo esterno assicura la protezione meccanica dalla pressione dell'acqua.
- **Pipe-in-pipe forged end** terminazione forgiata di un doppio tubo coassiale.
- **Pipelayer** mezzo navale per posa di condotte sottomarine.
- **Pipeline** sistema per il trasporto di greggio, di prodotti petroliferi e di gas naturale costituito da una condotta principale e dai relativi apparati e macchine ausiliarie.

- **Pipe Tracking System (PTS)** sistema informatico volto ad assicurare la completa tracciabilità dei componenti di una condotta sottomarina installata durante l'esecuzione di un progetto.
- **Piping and Instrumentation Diagram (P&ID)** schema che rappresenta tutte le apparecchiature, le tubazioni, la strumentazione con le relative valvole di blocco e di sicurezza di un impianto.
- **Pre-commissioning** lavaggio ed essiccamento della condotta.
- **Pre-drilling template** struttura di appoggio per una piattaforma di perforazione.
- **Pre Travel Counselling** suggerimenti di tipo sanitario sulla base delle condizioni di salute di chi viaggia, informando adeguatamente il lavoratore sui rischi specifici e la profilassi da adottare in base al Paese di destinazione.
- **Pulling** operazione di intervento su un pozzo per eseguire manutenzioni e sostituzioni marginali.
- **QHSE (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 dal petrolio 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

Il contesto di mercato

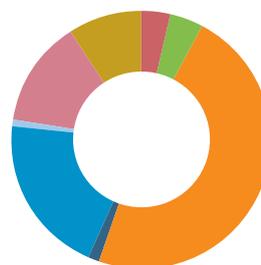
Il primo semestre del 2015 ha evidenziato una situazione mondiale del settore ulteriormente deteriorata.

Le cause sono essenzialmente riconducibili a un cambio di scenario nel mercato dell'energia causato da un'offerta di petrolio superiore alla domanda, che ha provocato un crollo del prezzo del petrolio (il West Texas Intermediate è sceso sotto i 50 dollari al barile per poi stabilizzarsi intorno ai 60 dollari al barile nel secondo trimestre 2015). Il fenomeno è iniziato negli ultimi mesi del 2014 con la decisione dei Paesi OPEC di non moderare il mercato riducendo la propria quota di mercato. La scelta dell'Organizzazione dei Paesi esportatori di petrolio (OPEC) ha impattato negativamente sugli investimenti delle oil company e di tutti i Paesi produttori che hanno assistito a un calo rilevante dei propri ricavi. Il mercato, che vede la realizzazione di progetti sempre più complessi, ha subito in questi mesi gli effetti del nuovo scenario. Le conseguenze principali di detta situazione sono state l'assegnazione di un numero limitato di progetti e un posizionamento negoziale sempre più rigido dei clienti orientati al mancato riconoscimento di varianti e cambiamenti intervenuti nei progetti in corso di esecuzione.

Le acquisizioni e il portafoglio

Le acquisizioni di nuovi ordini nel corso del primo semestre del 2015 ammontano a 3.500 milioni di euro (13.132 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2014).

Ordini acquisiti per area geografica
(€3.500 milioni)



■ €136 Italia	■ €700 Medio Oriente
■ €145 Resto d'Europa	■ €32 Africa Settentrionale
■ €1.663 CSI	■ €468 Africa Occidentale e resto Africa
■ €43 Estremo Oriente	■ €313 Americhe

Delle acquisizioni complessive, il 78% riguarda l'attività Engineering & Construction Offshore, il 12% l'attività Engineering & Construction Onshore, il 6% il Drilling Offshore e il 4% il Drilling Onshore.

Le acquisizioni all'estero hanno rappresentato il 96% del totale e le acquisizioni di contratti da imprese del Gruppo Eni il 6%. Le acquisizioni della Capogruppo Saipem SpA sono state il 19% di quelle complessive.

Il portafoglio ordini residuo al 30 giugno ha raggiunto il livello di 19.018 milioni di euro. L'ammontare totale sconta gli effetti della cancellazione del portafoglio ordini residuo del contratto South Stream per 1.232 milioni di euro, a seguito di notifica della

Gruppo Saipem - Ordini acquisiti nel primo semestre 2015

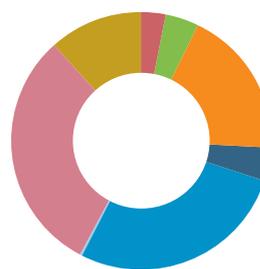
Esercizio 2014			Primo semestre 2014		Primo semestre 2015	
Importi	%		Importi	%	Importi	%
5.729	32	Saipem SpA	3.568	27	659	19
12.242	68	Imprese del Gruppo	9.564	73	2.841	81
17.971	100	Totale	13.132	100	3.500	100
10.043	56	Engineering & Construction Offshore	8.238	63	2.742	78
6.354	36	Engineering & Construction Onshore	4.328	33	431	12
722	4	Drilling Offshore	142	1	189	6
852	4	Drilling Onshore	424	3	138	4
17.971	100	Totale	13.132	100	3.500	100
529	3	Italia	406	3	136	4
17.442	97	Estero	12.726	97	3.364	96
17.971	100	Totale	13.132	100	3.500	100
1.434	8	Gruppo Eni	1.040	8	214	6
16.537	92	Terzi	12.092	92	3.286	94
17.971	100	Totale	13.132	100	3.500	100

termination per convenienze, e del contratto di noleggio del mezzo semisommersibile Scarabeo 5 per 24 milioni di euro a seguito della sospensione da parte del cliente Statoil.

Per quanto riguarda l'articolazione per settori di attività, il 49% del portafoglio ordini residuo è attribuibile all'attività Engineering & Construction Offshore, il 32% all'attività Engineering & Construction Onshore, il 13% al Drilling Offshore e il 6% al Drilling Onshore.

Il 97% degli ordini è da eseguirsi all'estero; quelli verso le imprese del Gruppo Eni rappresentano l'11% del portafoglio totale. La Capogruppo Saipem SpA ha in carico il 27% del portafoglio ordini residuo.

Portafoglio ordini per area geografica
(€19.018 milioni)



■ €613 Italia	■ €5.215 Medio Oriente
■ €784 Resto d'Europa	■ €37 Africa Settentrionale
■ €3.519 CSI	■ €5.834 Africa Occidentale e resto Africa
■ €841 Estremo Oriente	■ €2.174 Americhe

Gruppo Saipem - Portafoglio ordini al 30 giugno 2015						
31.12.2014		(milioni di euro)	30.06.2014		30.06.2015	
Importi	%		Importi	%	Importi	%
7.167	32	Saipem SpA	7.071	29	5.176	27
14.980	68	Imprese del Gruppo	17.144	71	13.842	73
22.147	100	Totale	24.215	100	19.018	100
11.161	51	Engineering & Construction Offshore	13.374	55	9.283	49
6.703	30	Engineering & Construction Onshore	6.552	27	6.086	32
2.920	13	Drilling Offshore	2.976	12	2.547	13
1.363	6	Drilling Onshore	1.313	6	1.102	6
22.147	100	Totale	24.215	100	19.018	100
689	3	Italia	928	4	613	3
21.458	97	Estero	23.287	96	18.405	97
22.147	100	Totale	24.215	100	19.018	100
2.458	11	Gruppo Eni	2.850	12	2.067	11
19.689	89	Terzi	21.365	88	16.951	89
22.147	100	Totale	24.215	100	19.018	100

Gli investimenti

Gli **investimenti tecnici** effettuati nel primo semestre del 2015 ammontano a 268 milioni di euro (329 milioni di euro nel primo semestre 2014) e hanno principalmente riguardato:

- per l'Engineering & Construction Offshore 82 milioni di euro, relativi principalmente a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'Engineering & Construction Onshore 17 milioni di euro, relativi all'acquisto di equipment e il mantenimento dell'asset base;
- per il Drilling Offshore 107 milioni di euro, relativi principalmente ai lavori di rimessa delle navi di perforazione Saipem 10000 e Saipem 12000 e del mezzo di perforazione autosollevante Perro Negro 8, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per il Drilling Onshore 62 milioni di euro, relativi all'upgrading dell'asset base.

In sintesi, gli investimenti del primo semestre del 2015 presentano la seguente articolazione:

Investimenti				
Esercizio 2014		[milioni di euro]	Primo semestre	
			2014	2015
117	Saipem SpA		48	24
577	Imprese del Gruppo		281	244
694	Totale		329	268
260	Engineering & Construction Offshore		135	82
55	Engineering & Construction Onshore		20	17
180	Drilling Offshore		105	107
199	Drilling Onshore		69	62
694	Totale		329	268

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 mezzo di più recente costruzione della flotta è la nave posatubi Castorone, monoscafo lungo 330 metri e largo 39 metri, con sistema di posizionamento dinamico (DP classe 3) e sistema di posa a "S" 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 triplo giunto di diametro 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 clampà 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 AO), 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.

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 (ROV), su condotte in acque profonde.

Infine, il Gruppo Saipem è attivo nel segmento Leased FPSO con una flotta costituita dalle unità Cidade de Vitoria e Gimboa, operanti rispettivamente in Brasile e Angola.

La revisione del posizionamento competitivo di Saipem in uno scenario fortemente deteriorato ha comportato la razionalizzazione di una yard di fabbricazione e la dismissione dei mezzi navali con scarsa visibilità prospettica d'impiego (Castoro Sette, S355 e Saibos 230). A seguito della revisione del piano di ammortamento al 31 dicembre 2014, al 30 giugno 2015 risulta completamente ammortizzato il mezzo Semac 1 destinato alla rottamazione.

Il contesto di mercato di riferimento

Il 2015 si prefigura un anno di crescita con il PIL mondiale che si rivaluta di circa il 3,5% rispetto al 2014. I Paesi avanzati mostrano livelli di crescita sopra le aspettative e sembrano in grado di bilanciare il complessivo rallentamento dei mercati emergenti. Il prezzo del Brent si mantiene su valori significativamente inferiori rispetto ai valori dello scorso anno contribuendo alla sostanziale incertezza di mercato e portando alla significativa contrazione di ordinativi da parte delle oil company o di un continuo rinvio dell'esecuzione dei progetti più significativi rispetto all'anno precedente. Complessivamente, la contrazione è più significativa per gli operatori del Nord America e del Brasile. L'attuale contesto di mercato ha portato a un atteggiamento più prudente da parte delle oil company, per le quali l'obiettivo attuale rimane il contenimento della spesa, che ha come conseguenza la cancellazione o il posticipo degli investimenti. Sono un esempio gli sviluppi nel Mare del Nord come Johan Castberg, Snorre C, in Africa Orientale come Bonga SW/Aporo (in acque profonde) e in Brasile per lo sviluppo del campo di Jupiter.

Oltre a significative revisioni e slittamenti nei piani di sviluppo il periodo particolarmente difficile del mercato è stato testimoniato anche da un significativo irrigidimento nelle posizioni negoziali da parte dei clienti. Per sua natura il settore delle costruzioni si caratterizza da una continua interazione con il cliente tesa ad affrontare le criticità che si manifestano nell'esecuzione dei progetti, quindi il cambio di atteggiamento in fase negoziale si sta rilevando una delle principali criticità in fase operativa.

Nell'ambito del mercato di riferimento di Saipem, il segmento degli sviluppi sottomarini rimane per i primi sei mesi dell'anno in linea con i valori registrati nel 2014. Le installazioni sono ancora trainate dalle attività nel Mare del Nord, nel Golfo del Messico e in Sud America, dove i grandi progetti assegnati negli ultimi anni (come Goliat e Roncador, rispettivamente di Eni e Petrobras) stanno giungendo a completamento.

Nel segmento della posa delle pipeline, il 2015 rappresenta invece un anno in contrazione con un numero significativo di progetti cancellati o ritardati, specialmente in Nord Europa e Nord America. Per quanto riguarda l'ambito delle flowline, si assiste a un calo guidato, in particolare dall'area dell'Asia-Pacifico, che rallenta in modo sostanziale, dopo le numerose assegnazioni degli ultimi anni arrivate ora vicine al completamento. La riduzione delle installazioni (causata principalmente dal trend del Sud-Est Asiatico) coinvolge sia le acque poco profonde che quelle ultra-profonde, influenzate invece dal ridimensionamento di aree storicamente molto attive come il Golfo del Messico e il Brasile.

Nell'ambito della fabbricazione di piattaforme fisse si confermano numerosi rallentamenti per i progetti particolarmente onerosi, come Kasawari (Petronas) in Malesia e West White Rose (Husky), sintomo del difficile momento che il segmento sta attraversando. Il contributo maggiore rimane principalmente quello delle piattaforme più leggere del Sud-Est Asiatico, mentre finora si segnalano pochi esempi di assegnazioni per piattaforme di grandi dimensioni.

Il 2015 si prospetta un anno al di sotto delle aspettative per il segmento delle FPSO, dopo i buoni livelli raggiunti nel corso del 2014. Al momento si registrano solo due assegnazioni in Ghana (Eni) e in Iran (PEDCO) e nel corso dell'anno si prevede un numero limitato di nuove unità. Numerosi progetti stanno incontrando ritardi e difficoltà nella decisione finale di investimento, come Cameia e Chissonga in Africa, Gendalo/Gehem in Asia-Pacifico e Johan Castberg in Nord Europa. In Brasile, dopo i numerosi contratti assegnati negli ultimi anni, le attività saranno concentrate al completamento delle unità in costruzione e si prevede una drastica riduzione dei nuovi ordinativi nell'area.

Nella prima metà dell'anno non si è assistito a nessuna assegnazione di contratti FLNG, principalmente a causa dell'incertezza sul mercato futuro, in particolare sul bilancio tra domanda e offerta di LNG, e della complessità tecnica che caratterizza i progetti di questo set-

tore. Alcuni progetti sono stati recentemente cancellati, come l'unità FLNG prevista in Guinea, e altri andranno incontro a possibili ritardi come Browse FLNG (Woodside in Asia-Pacifico) e Lavaca Bay (Excelerate in Nord America). Rimangono comunque aperte altre iniziative che continuano il proprio iter di approvazione da parte dei rispettivi operatori e nel 2015 potrebbero superare la decisione finale di investimento progetti come Abadi (Inpex) in Indonesia, Coral (Eni) in Mozambico e Scarborough (Exxon) in Australia. Al momento si contano sei unità contemporaneamente in costruzione.

Le acquisizioni

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

- per conto North Caspian Operating Co (NCOC), il contratto relativo alla costruzione di due condotte, ognuna di 95 chilometri, che collegheranno l'isola D nel Mar Caspio all'impianto a terra di Karabatan, in Kazakistan. Le attività previste dal contratto sono l'ingegneria, la fornitura dei materiali di saldatura, la conversione e la preparazione dei mezzi navali, il dragaggio, l'installazione, l'interramento e il pre-commissioning delle due condotte. La costruzione sarà completata entro la fine del 2016;
- per conto Saudi Aramco, nell'ambito del Long Term Agreement, rinnovato recentemente fino al 2021, il contratto EPC in Arabia Saudita, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, trasporto e installazione di nuove strutture a mare, tre moduli di produzione, circa 5 chilometri di condotte e cavi sottomarini.

Gli investimenti

Nel comparto Engineering & Construction Offshore gli investimenti del semestre sono principalmente riconducibili 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 2015.

In Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco:

- 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, due condotte e un deck e sono in corso le attività di costruzione e l'installazione di tre deck;
- è quasi terminata la campagna di installazione nell'ambito del contratto **Al Wasit Gas Program**, per lo sviluppo dei giacimenti

offshore di 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 terminate 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;

- proseguono 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.

Per conto Eni Muara, in Indonesia, proseguono le attività di ingegneria e approvvigionamento e sono appena iniziate le attività di fabbricazione relative al progetto EPCI **Jangrik**. 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 Inpex, sono in pieno svolgimento in Australia le attività di posa 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:

- per conto ExxonMobil, in Angola, sono terminate le attività relative al progetto **Kizomba Satellite Phase 2** presso i cantieri di Soyo e Ambriz. Il contratto prevedeva 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 Eni Congo, in Congo, sono terminate 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, proseguono 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 Total Upstream Nigeria Ltd, in Nigeria, proseguono 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 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 CABGOC, in Angola, proseguono le attività relative al contratto EPCI 3, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e prefabbricazione relative a lavori a mare e collegamenti da effettuarsi sulla piattaforma esistente **Mafumeira Norte** e sulle future piattaforme di produzione **Mafumeira Sul**;
- 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 CABGOC, proseguono le attività relative alla quarta e quinta 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;
- per conto Aker Solutions, in Congo, proseguono le attività relative al progetto **Moho Nord**, che prevede le attività di fabbricazione di strutture sottomarine di ancoraggio per il progetto Moho.

Nel Mare del Nord:

- 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;
- inoltre, oltre i progetti sopra descritti, sono state installate, tramite l'utilizzo del mezzo Saipem 7000, varie strutture per conto ConocoPhillips (**Eldfisk**), per conto Statoil (**Statoil decommissioning**), per conto Nexen (**Golden Eagle**) e per conto Lundin.

In Russia, per conto Lukoil-Nizhnevolzhskneft, sono terminate le attività relative al progetto **Filanovsky**, che prevedeva 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 terminate inoltre le attività relative allo scopo contrattuale aggiuntivo che prevedeva le attività di trasporto e installazione di quattro piattaforme.

In Azerbaijan, per conto BP, proseguono le attività relative al progetto **T&I**, che prevede le attività di trasporto e installazione di jacket e topside, sistemi di produzione e le strutture sottomarine per lo sviluppo della Fase 2 del campo Shah Deniz.

In Kazakhstan:

- per conto North Caspian Operating Co (NCOC), sono iniziate le attività per la costruzione di due condotte, ognuna di 95 chilometri, che collegheranno l'isola D nel Mar Caspio all'impianto a terra di Karabatan, in Kazakhstan. Le attività previste dal contratto sono l'ingegneria, la fornitura dei materiali di saldatura, la conversione e la preparazione dei mezzi navali, il dragaggio, l'installazione, l'interramento e il pre-commissioning delle due condotte;
- per conto Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, proseguono 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, proseguono 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);
- 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.

Nel Golfo del Messico, per conto Pemex, nell'ambito del progetto per lo sviluppo del campo di **Lakach**, sono iniziate le attività di ingegneria e approvvigionamento. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e installazione del sistema di connessione tra il campo offshore e l'impianto di condizionamento del gas a terra.

In Brasile, per conto Petrobras:

- 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 relative al progetto **Sapinhoà Norte e Iracema Sul**;
- 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 **Lula Norte, Lula Sul e Lula Estremo Sul**, che prevedono le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di tre condotte sottomarine e di due collettori di esportazione del gas.

In Venezuela:

- per conto Cardon IV, sono quasi terminate 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 Eni E&P, nell'ambito della **Campagna Mare 2015**, sono in corso le attività di trasporto e installazione di due piattaforme e due condotte sottomarine nel Mar Mediterraneo.

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

- l'unità **FPSO Cidade de Vitoria**, nell'ambito di un contratto, per conto Petrobras, della durata di undici anni, per lo sviluppo della seconda fase del giacimento Golfinho, situato nell'offshore brasiliano a una profondità d'acqua di 1.400 metri;
- l'unità **FPSO Gimboa**, nell'ambito del contratto, per conto Sonangol P&P, 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 2015

Saipem 7000	Nave semisommergibile 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 semisommergibile 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.
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.
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.
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.

Nel corso del primo semestre del 2015 i mezzi Castoro Sette, S355 e Saibos 230 sono stati svalutati per prossima rottamazione e a causa della scarsa visibilità prospettica di impiego su nuovi progetti. A seguito della revisione del piano di ammortamento al 31 dicembre 2014, al 30 giugno 2015 risulta completamente ammortizzato il mezzo Semac 1 destinato alla rottamazione.

Engineering & Construction Onshore

Quadro generale

Nel segmento Engineering & Construction Onshore il Gruppo Saipem focalizza la propria attività prevalentemente sull'esecuzione di progetti di grandi 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.

La revisione del posizionamento competitivo di Saipem in uno scenario fortemente deteriorato ha comportato la razionalizzazione di una yard di fabbricazione, e ha reso più complessa la negoziazione per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute in corso d'opera.

Il contesto di mercato di riferimento

Il volume dei contratti EPC assegnati nel mercato E&C Onshore (Upstream, Midstream and Downstream), nel primo semestre del 2015, mostra una significativa contrazione rispetto ai livelli raggiunti negli ultimi anni.

A livello mondiale una quota consistente dei progetti EPC assegnati è localizzata negli Stati Uniti, nei segmenti Pipeline, Petrochimica, LNG e Fertilizzanti. In Medio Oriente (Kuwait ed Emirati Arabi) le assegnazioni si sono concentrate quasi esclusivamente nel segmento Upstream. In area CSI (Russia e Azerbaijan), invece, nei segmenti Raffinazione, Fertilizzanti e Petrochimica. In Africa Centrale (Uganda) con l'assegnazione di un progetto nel segmento Raffineria e in Europa (Repubblica Slovacca) con un complesso Fertilizzanti.

I valori dei contratti EPC assegnati nel segmento **Upstream** nel primo semestre del 2015 sono confrontabili con la media dei contratti assegnati negli ultimi anni nello stesso periodo dell'anno, confermando la tenuta del segmento nonostante le condizioni di mercato non favorevoli.

La maggior parte dei nuovi contratti EPC assegnati nel periodo di riferimento è ancora concentrata in Medio Oriente, confermando la rilevanza strategica e anticiclica dell'area. Contratti importanti sono stati assegnati in Kuwait ed Emirati Arabi, mentre in Canada si è assistito a una drastica e repentina riduzione delle attività che ha comportato la cancellazione o il rinvio di progetti programmati.

Nel breve-medio termine il segmento Upstream mantiene sempre un buon potenziale di sviluppo legato alle scoperte di nuovi giaci-

menti 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.

Il segmento delle **Condotte** è sostenuto dall'assegnazione di un grosso contratto EPC in Cina, per la costruzione di una condotta gas, la terza linea del progetto West-East China Gas Pipeline (Fase 2). Assegnazioni minori di condotte gas anche in Medio Oriente (Kuwait) e Sud America.

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 continuare 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 segmento **LNG**, dopo un anno ricco di assegnazioni, si assiste a una fase di stallo che vede assegnati pochi contratti EPC, prevalentemente localizzati in Nord America (Stati Uniti), ma anche in Asia-Pacifico (Malesia), relative alla costruzione di unità aggiuntive o espansioni di complessi esistenti.

Il crescente ruolo del Nord America come esportatore di LNG è favorito da una continua e costante abbondanza di gas proveniente da campi non convenzionali che permette di produrre gas naturale a basso costo. Il prezzo del gas naturale 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.

Si assiste a una considerevole riduzione del valore complessivo dei contratti assegnati nel segmento della **Raffinazione** rispetto agli anni passati. La raffinazione è sempre stata uno dei maggiori segmenti trainanti del mercato E&C in termini di assegnazioni di contratti EPC. Nonostante la flessione, il primo semestre del 2015 ha visto comunque l'assegnazione di due contratti in area CSI (Russia) e la costruzione di una raffineria in Africa Centrale (Uganda).

Le sempre più stringenti normative ambientali, soprattutto nei Paesi dell'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (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 Medio Orientale.

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 e Medio Oriente. Rimangono interessanti anche le rimanenti aree geografiche.

Il segmento della **Petrochimica** dopo un 2014 ricco di importanti assegnazioni torna a flettere considerevolmente nei primi mesi del 2015. Viene assegnata la costruzione di un impianto etilene negli Stati Uniti e di due impianti minori in Asia-Pacifico (Cina e Singapore). Il segmento dei **Fertilizzanti** registra un volume complessivo di assegnazioni nel primo periodo dell'anno in notevole flessione rispetto ai risultati conseguiti nel corso dello scorso anno. Si registrano comunque importanti contratti per la costruzione di impianti ammoniaci sia in Russia che negli Stati Uniti.

Le acquisizioni

La principale acquisizione del semestre è relativa al contratto per conto Fermaca Pipeline El Encino, in Messico, per il progetto EPC che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e supporto al commissioning di una stazione di compressione a El Encino.

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 2015.

In Arabia Saudita:

- per conto Petrorabigh (joint venture tra 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, costruzione e pre-commissioning di due unità di trattamento: un impianto di conversione delle nafte e un complesso per la produzione di composti aromatici;
- per conto Saudi Aramco, proseguono le attività dei due contratti EPC (Package 1 & 2) relativi al progetto **Jazan Integrated Gasification Combined Cycle** (ciclo combinato di gassificazione integrata), da realizzare a circa 80 km dalla città di Jazan, nel sud-ovest dell'Arabia Saudita. Il contratto relativo al Package 1 comprende l'unità di gassificazione, l'unità di rimozione fuliggine e ceneri, l'unità di rimozione gas acidi e l'unità di recupero dell'idrogeno. Quello relativo al Package 2 comprende sei treni di unità di recupero dello zolfo (Sulphur Recovery Unit, SRU) e i relativi impianti di stoccaggio. Lo scopo del lavoro per entrambi i contratti comprende l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costru-

zione, il pre-commissioning, il supporto alla messa in servizio e i test di performance degli impianti coinvolti;

- per conto Saudi Aramco, proseguono le attività nell'ambito del progetto **Complete Shedgum - Yanbu Pipeline Loop 4&5**, che prevede le attività di ingegneria di dettaglio, approvvigionamento di tutti i materiali a esclusione del tubo di linea fornito dal cliente, la costruzione, il pre-commissioning e l'assistenza al commissioning;
- per conto Saudi Aramco, sono iniziate le attività relative al progetto EPC che prevede l'estensione dei centri di produzione onshore dei campi di **Khurais, Mazajili e Adu Jifan**;
- 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.

Negli Emirati Arabi Uniti:

- sono quasi terminate le attività di costruzione delle tre linee di prodotto (shale gas, NGL e condensato) e di commissioning 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 28 milioni di metri 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 a Habshan e Ruwais, nel nord dell'Emirato. Sono in corso negoziazioni per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione del progetto;
- 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 per il trasporto dello zolfo granulato.

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. Sono in corso negoziazioni per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione del progetto.

In Iraq:

- per conto Fluor Transworld Services Inc e Morning Star for General Services Llc, proseguono le attività relative al progetto **West Qurna**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, 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 Shell Iraq Petroleum Development, sono iniziate le attività relative al progetto **FCP GAS**, che prevede le attività di installazione di due turbocompressori e dei relativi sistemi ausiliari e

di connessione con l'impianto esistente. L'impianto consentirà di fornire gas alla centrale elettrica di North Rumaila;

- per conto di Basrah Gas Co (BGC), sono in corso le attività di costruzione relative al progetto **Inlet Booster Compressors (IBC)**. Il contratto prevede l'installazione di tre turbocompressori e dei relativi sistemi ausiliari e di connessione con impianto esistente;
- 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 continuate le attività relative al progetto **Aegean Refinery**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una raffineria.

In Nigeria:

- per conto Southern Swamp Associated Gas Solution (SSAGS), sono in corso le complesse 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 Dangote Fertilizer Ltd, proseguono le attività relative al progetto **Dangote** per il nuovo complesso di produzione di ammoniaca e urea. Il complesso originariamente situato in Edo State è stato riallocato dal cliente nella Lekki Free Trade Zone, Lagos State. 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;
- 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 Shell Petroleum Development Co, sono in corso le attività relative al contratto **Otumara-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;
- per conto del Governo dello stato del Rivers (Nigeria), 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**.

In Congo, per conto Eni Congo, proseguono 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 Electricque 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;
- per conto Versalis, sono iniziate le attività relative al contratto EPC **Versalis-Ferrara IT**, 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.

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.

Nell'ambito di alcuni progetti canadesi per i quali i clienti (Canadian Natural Resources Ltd e Husky Oil) hanno comunicato la termination, le parti stanno negoziando per la definizione di richieste e varianti. Da un punto di vista operativo, si registra il completamento dei progetti **U&O/Williams**, mentre **Fase 3** e **SRU-SWC** proseguono in accordo alla schedula.

In Messico:

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

In 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 Azerbaijan e Georgia, per conto del consorzio Shah Deniz, sono in corso le attività relative al contratto **SPCX Pipeline**, che prevede la costruzione di due condotte e le installazioni di superficie.

In Australia, per conto Gladstone LNG Operations Pty Ltd, sono 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. Sono in corso negoziazioni per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione del progetto.

Drilling Offshore

Quadro generale

A giugno 2015 la flotta drilling offshore di Saipem si compone di quindici 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), uno per operazioni in mid water per attività fino a 500 metri (il semisommersibile Scarabeo 3), due high specifications jack-up per operazioni fino a 375 piedi di profondità (Perro Negro 7 e Perro Negro 8), quattro standard jack-up per attività fino a 300 piedi (Perro Negro 2, Perro Negro 3, Perro Negro 4 e Perro Negro 5) e un barge tender rig (TAD). Tutte le unità sono di proprietà di Saipem. Completano la flotta altre unità minori attive nell'offshore del Perù. La flotta drilling offshore di Saipem ha operato nel corso dell'esercizio nel settore norvegese del Mare del Nord e del Mare di Barents, nel Mediterraneo (Italia, Egitto e Cipro), nel Mar Rosso, nel Golfo Persico, in Africa Occidentale, in Indonesia, nell'offshore di Ecuador e Perù.

La piattaforma semisommersibile Scarabeo 4 è stata, nel corso del primo semestre del 2015, interamente svalutata e destinata alla rottamazione.

Il contesto di mercato di riferimento

La fase negativa di mercato, iniziata nel 2014, è proseguita anche nei primi mesi del 2015. Il prezzo del petrolio ha continuato a mantenersi infatti piuttosto debole e il clima di generale incertezza sulle prospettive di medio periodo, iniziato nella seconda parte del precedente esercizio, non si è modificato.

Il momento di difficoltà del mercato si è riflesso principalmente nello spending delle oil&gas company: è proseguito il trend di diminuzione della spesa per l'acquisizione di servizi di perforazione iniziato nell'esercizio precedente, con un calo nell'ordine del 13% rispetto alla previsioni formulate a fine 2014. L'andamento degli utilizzi ha continuato a far segnare un generale trend di diminuzione; tutte le tipologie di impianti sono state coinvolte e solo le unità tecnicamente più moderne (deep-water floater e i jack-up high specs) sono riuscite a mantenere valori di utilizzo prossimi al 90%; il ciclo negativo che il settore oil&gas sta attraversando ha inoltre portato diversi operatori a optare per il retirement e lo smantellamento dei mezzi più datati: da fine 2014 infatti oltre 30 unità sono state ritirate dal mercato per via di mancanza di attività e prospettive nel medio termine, con un impatto particolarmente significativo nel segmento mid water dove il numero degli impianti ha subito un calo del 20% circa rispetto al 2014. Anche l'andamento delle rate dei contratti assegnati nel periodo ha proseguito nel trend di diminuzione iniziato nell'esercizio precedente, con picchi negativi che hanno riguardato in particolare l'ultra deep-water (sceso stabilmente sotto i 400.000 dollari al giorno e con minimi inferiori anche a 300.000 dollari al giorno, contro i valori oltre i 600.000 dollari al

giorno registrati nel 2013) e gli high specs jack-up (passati dai picchi del 2013 di oltre i 200.000 dollari al giorno a valori fino attorno a 110.000 dollari al giorno nel primo semestre del 2015).

A causa del significativo numero di ordini assegnati negli anni precedenti, l'attività di costruzione di nuove unità di perforazione offshore ha continuato a mantenersi su livelli importanti, con 176 nuove unità in fase di realizzazione (115 jack-up, 21 semisommersibili e 40 drillship) e di cui 156 con consegna programmata entro la fine del 2016. Complessivamente solo circa 43 unità in costruzione hanno già un impegno contrattuale, mentre le rimanenti andranno a costituire nel breve-medio termine un significativo incremento dell'offerta di servizi di perforazione. La fase negativa attraversata dal mercato ha portato inoltre diverse società committenti, in attesa di migliori condizioni di mercato, a posticipare le tempistiche di consegna degli impianti in costruzione. Il significativo numero di unità che saranno consegnate nel medio termine e il già menzionato retirement che ha interessato parte della flotta esistente rappresentano modifiche strutturali del segmento drilling offshore che potranno avere effetti significativi nel medio-lungo periodo.

Le acquisizioni

La principale acquisizione del semestre è relativa al contratto, per conto National Drilling of Abu Dhabi, negli Emirati Arabi, per il noleggio del Perro Negro 8 per un periodo di trenta mesi a partire da giugno 2015.

Gli investimenti

Nel comparto Drilling Offshore gli investimenti sostenuti del primo semestre del 2015 sono relativi principalmente a lavori di rimessa in classe delle navi di perforazione Saipem 10000 e Saipem 12000, del mezzo di perforazione autosollevente Perro Negro 8, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti.

Le realizzazioni

Nel corso del primo semestre del 2015 le unità drilling offshore di Saipem hanno realizzato 42 pozzi, per un totale di 84.848 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 a Cipro prima di essere avviata all'esecuzione di attività di manutenzione programmata; il semisommersibile **Scarabeo 9** ha operato in Angola per attività per conto Eni nel-

- l'ambito di un contratto pluriennale; il semisommergibile **Scarabeo 8** ha proseguito nello svolgimento di attività nel settore norvegese del Mare di Barents per conto Eni Norge; il semisommergibile **Scarabeo 7** ha continuato a operare in Indonesia per conto Eni Muara Bakau nell'ambito di un contratto pluriennale; il semisommergibile **Scarabeo 6** ha continuato a operare in Egitto per conto Burullus; il semisommergibile **Scarabeo 5** ha ripreso a operare dalla metà di febbraio nel settore norvegese del Mare del Nord per conto Statoil; le attività dell'impianto erano state sospese nell'ottobre del 2014 su decisione del cliente per via del contesto di mercato sfavorevole; il periodo di sosta del mezzo, remunerato alla rata di standby, è stato utilizzato per il completamento di attività di ottimizzazione dell'impianto;
- unità mid water: il semisommergibile **Scarabeo 4** ha completato nel mese di aprile le attività in Egitto nell'ambito del contratto per conto International Egyptian Oil Co (IEOC) ed è successivamente stato trasferito a Cipro, posto in standby e destinato alla rottamazione; il semisommergibile **Scarabeo 3** ha operato in Nigeria completando le attività per conto Addax; ha successivamente terminato i lavori di manutenzione programmata ed è stato avviato alla preparazione dei lavori per conto FASL iniziati in prossimità della scadenza del semestre;
 - high specifications jack-up: l'unità **Perro Negro 8** ha completato i lavori di manutenzione e potenziamento in vista delle attività per

conto National Drilling Co (NDC) negli Emirati Arabi, iniziate in prossimità della fine del semestre; 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 National Drilling Co (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 completato le operazioni in Ecuador per conto Petroamazonas e, successivamente, è stato riconsegnata alla proprietà;
- 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 2015 è stato il seguente:

Mezzo navale	N. giorni venduti ⁽¹⁾
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 3	144
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 4 ⁽²⁾	95
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 5	175
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 6	174
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 7	181
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 8	181
Piattaforma semisommergibile Scarabeo 9	180
Nave di perforazione Saipem 10000	90
Nave di perforazione Saipem 12000	152
Jack-up Perro Negro 2	107
Jack-up Perro Negro 3	181
Jack-up Perro Negro 4	171
Jack-up Perro Negro 5	179
Jack-up Perro Negro 7	181
Jack-up Perro Negro 8	-
Tender Assisted Drilling Unit	172
Ocean Spur ⁽³⁾	96

[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.

[2] Mezzo interamente svalutato e destinato alla rottamazione.

[3] Mezzo a noleggio di proprietà di terzi, restituito al proprietario.

Drilling Onshore

Quadro generale

Alla fine del primo semestre del 2015 la flotta drilling onshore di Saipem si compone di centosette unità, di cui cento di proprietà e sette 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 e Turkmenistan), l'Africa (Congo) e l'Europa (Italia).

Il contesto di mercato di riferimento

Nel corso del primo semestre dell'esercizio il volume di investimenti complessivo delle oil company ha fatto registrare un trend in calo rispetto al 2014. La congiuntura negativa di mercato, testimoniata dalla debolezza delle quotazioni del petrolio, ha trovato quindi una manifestazione anche nel settore delle perforazioni a terra: se nel precedente esercizio infatti la fase sfavorevole di mercato aveva avuto nel complesso effetti più contenuti rispetto alle perforazioni mare, nel primo semestre del 2015 i segnali di indebolimento hanno avuto impatti più significativi anche in questo segmento.

Gli Stati Uniti sono tra le aree che hanno fatto registrare i più rilevanti cali di attività; se il generale rallentamento del mercato era stato compensato nella seconda parte del 2014 dall'aumento della domanda di gas dovuto agli stoccaggi in previsione del periodo invernale, il venir meno di tale necessità ha portato nel primo semestre del 2015 a un drastico calo nel numero di impianti attivi, scesi di circa il 50% rispetto all'esercizio precedente.

Anche il mercato internazionale, quello in cui opera Saipem, non è stato immune alla fase negativa precedentemente menzionata. Il Sud America, area storicamente oil price sensitive, è la regione che ha fatto registrare il più significativo calo di attività e quantificabile nell'ordine del 30%; in considerazione dell'ingente impiego di mezzi, per Saipem appare particolarmente critica la situazione in Venezuela. Le diminuzioni registrate nelle altre regioni sono state più contenute; l'unica eccezione è rappresentata dal Medio Oriente, area che ha mostrato una sostanziale stabilità nel livello di attività grazie all'Arabia Saudita (mercato di riferimento nella regione) e ai Paesi con significativi programmi di crescita quali il Kuwait.

Le acquisizioni

Nel corso del semestre sono stati acquisiti contratti con vari clienti per l'utilizzo di quattordici impianti in Italia e Sud America, per durata pluriennale variabili tra i quattro mesi e i due anni.

Gli investimenti

Nel comparto Drilling Onshore gli investimenti sono relativi all'upgrading dell'asset base.

Le realizzazioni

Durante l'esercizio sono stati realizzati 204 pozzi per un totale di 401.837 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 Cepsa, China National Petroleum Corp, Pluspetrol, Gran Tierra, Perenco, Hunt e Savia); Saipem è stata presente nel Paese con diciannove impianti di proprietà e la gestione di cinque 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 Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con l'impiego di un mezzo e sono state avviate le operazioni di un ulteriore impianto che ha iniziato a operare per conto Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF); in **Colombia**, dove Saipem è presente con sei impianti, sono state svolte attività per conto di vari clienti (tra i quali Equion, Canacol ed Ecopetrol) e sono stati conclusi i lavori per conto Schlumberger; in **Ecuador** sono state impiegate quattro unità che hanno operato per conto di vari clienti (tra i quali Agip Oil e Petroamazonas), mentre sono stati conclusi i lavori per conto Tecpeservices; 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 ventisei 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 Karachaganak Petroleum Operating BV, Agip KCO e Zhaikmunaï), con quattro impianti forniti da un partner e quattro unità di proprietà, una delle quali è stata operativa fino a maggio e successivamente, su richiesta del cliente, è stato messo in fermo operativo per via delle avverse condizioni di mercato; l'attività è prevista riprendere in ottobre e il periodo di fermo operativo sarà comunque remunerato dal cliente. In **Turkmenistan** sono proseguite le attività di un impianto per conto Burren/Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG.

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.

In **Tunisia** e in **Mauritania** sono presenti due impianti (uno per Paese) che non hanno operato nel corso del primo semestre del 2015.

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. Nel Paese è presente un altro impianto in upgrading.

Utilizzo impianti

L'attività operativa ha comportato un utilizzo medio degli impianti del 93,5% (96,5% nel 2014); gli impianti di proprietà al 30 giugno 2015 ammontano a 100, dislocati nei seguenti Paesi: 28 in Venezuela, 28 in Arabia Saudita, 19 in Perù, 6 in Colombia, 4 in Kazakhstan, 4 in Bolivia, 4 in Ecuador, 2 in Italia, 1 in Cile, 1 in Congo, 1 in Mauritania, 1 in Tunisia e 1 in Turkmenistan. Inoltre sono stati utilizzati 5 impianti di terzi in Perù, 1 impianto di terzi in Congo e 1 impianto di terzi in Cile.

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 uno scenario descritto nei paragrafi precedenti, le prospettive del settore oil service sono in continuo deterioramento. La focalizzazione dei clienti al raggiungimento dei propri obiettivi di riduzione dei costi si traduce in un irrigidimento dell'approccio negoziale, in una ricerca di maggiore efficienza sui progetti assegnati, in un ritardo nell'assegnazione di nuovi progetti e, in alcuni casi, nella cancellazione dei progetti assegnati.

Risultati economici

Gruppo Saipem - Conto economico

Esercizio 2014	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2014	2015	
12.873	Ricavi della gestione caratteristica	5.966	5.373	(9,9)
9	Altri ricavi e proventi	4	-	
(9.262)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(4.118)	(4.349)	
(2.408)	Lavoro e oneri relativi	(1.197)	(1.221)	
1.212	Margine operativo lordo (EBITDA)	655	(197)	..
(1.157)	Ammortamenti e svalutazioni	(362)	(593)	
55	Risultato operativo (EBIT)	293	(790)	..
(199)	Oneri finanziari netti	(110)	(110)	
24	Proventi netti su partecipazioni	17	7	
(120)	Risultato prima delle imposte	200	(893)	..
(118)	Imposte sul reddito	(64)	(13)	
(238)	Risultato prima degli interessi di terzi azionisti	136	(906)	..
8	Risultato di competenza di terzi azionisti	-	(14)	
(230)	Risultato netto	136	(920)	..

I ricavi della gestione caratteristica realizzati nel corso del primo semestre del 2015 ammontano a 5.373 milioni di euro, con un decremento del 9,9% rispetto a quelli del corrispondente periodo del 2014.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è pari a -197 milioni di euro. Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali sono pari a 593 milioni di euro.

Il risultato operativo (EBIT) conseguito nel primo semestre del 2015 è pari a -790 milioni di euro. I maggiori scostamenti sono dettati di seguito nell'analisi per settore di attività.

Gli oneri finanziari netti ammontano a 110 milioni di euro, in linea rispetto al corrispondente periodo del 2014.

I proventi netti su partecipazioni sono pari a 7 milioni di euro.

Il risultato prima delle imposte si attesta a -893 milioni di euro. Le imposte sul reddito, pari a 13 milioni di euro, sono in diminuzione rispetto al medesimo periodo del 2014 come conseguenza principalmente della diminuzione della base imponibile.

Il risultato netto è pari a -920 milioni di euro.

Esercizio 2014	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2014	2015
55	Risultato operativo (EBIT)	293	(790)
410	Svalutazioni	-	211
465	Risultato operativo (EBIT) adjusted	293	(579)

La svalutazione del capitale immobilizzato, pari a 211 milioni di euro, è relativa a mezzi navali destinati alla rottamazione in quanto non più utilizzabili in maniera economicamente conveniente per l'esecuzione di progetti in portafoglio e a quote parti di basi logisti-

che che risentono di riprogrammazione e/o cancellazione di progetti da parte dei principali clienti di riferimento con conseguente minore impiego rispetto alle previsioni.

Esercizio 2014	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2014	2015	
12.873	Ricavi della gestione caratteristica	5.966	5.373	(9,9)
9	Altri ricavi e proventi	4	-	
(9.262)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(4.118)	(4.349)	
(2.408)	Lavoro e oneri relativi	(1.197)	(1.221)	
1.212	Margine operativo lordo (EBITDA)	655	(197)	..
(747)	Ammortamenti e svalutazioni	(362)	(382)	
465	Risultato operativo (EBIT) adjusted	293	(579)	..
(199)	Oneri finanziari netti	(110)	(110)	
24	Proventi netti su partecipazioni	17	7	
290	Risultato prima delle imposte adjusted	200	(682)	..
(118)	Imposte sul reddito	(64)	(13)	
172	Risultato prima degli interessi di terzi azionisti adjusted	136	(695)	..
8	Risultato di competenza di terzi azionisti	-	(14)	
180	Risultato netto adjusted	136	(709)	..

Risultato operativo e costi per destinazione

Esercizio 2014	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2014	2015	
12.873	Ricavi della gestione caratteristica	5.966	5.373	(9,9)
(11.916)	Costi della produzione	(5.435)	(5.690)	
(116)	Costi di inattività	(61)	(86)	
(143)	Costi commerciali	(70)	(63)	
(11)	Costi di ricerca e sviluppo	(5)	(6)	
(21)	Proventi (oneri) diversi operativi netti	(8)	(8)	
(201)	Spese generali	(94)	(99)	
465	Risultato operativo (EBIT) adjusted	293	(579)	..

Il Gruppo Saipem ha conseguito nel primo semestre del 2015 **ricavi della gestione caratteristica** di 5.373 milioni di euro, con un decremento di 593 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2014 riconducibile principalmente ai minori volumi sviluppati in Medio Oriente, Australia e America del Nord.

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 5.690 milioni di euro, con un incremento di 255 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2014 riconducibile principalmente all'effetto delle svalutazioni del capitale immobilizzato e del deterioramento del rischio paese.

I costi di inattività sono aumentati di 25 milioni di euro per effetto principalmente della piattaforma semisommersibile Scarabeo 3, senza contratto nel mese di marzo, e del fermo di alcuni mezzi in America del Sud.

I costi commerciali sono pari a 63 milioni di euro.

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

Le spese generali, pari a 99 milioni di euro, registrano un incremento di 5 milioni di euro.

Analizzando i risultati espressi dalle principali attività:

Engineering & Construction Offshore

Esercizio 2014	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2014	2015
7.202	Ricavi della gestione caratteristica	3.184	3.388
(6.470)	Costo del venduto	(2.857)	(3.192)
732	Margine operativo lordo (EBITDA)	327	196
(297)	Ammortamenti e svalutazioni	(147)	(160)
435	Risultato operativo (EBIT) adjusted	180	36
(160)	Svalutazioni	-	(150)
275	Risultato operativo (EBIT)	180	(114)

I ricavi del primo semestre del 2015 ammontano a 3.388 milioni di euro, con un incremento del 6,4% rispetto al corrispondente periodo del 2014, riconducibile principalmente ai maggiori volumi sviluppati in Azerbaijan e Kazakhstan, che hanno compensato i minori volumi registrati in America del Nord e del Sud.

Il costo del venduto, pari a 3.192 milioni di euro, aumenta rispetto al primo semestre del 2014, coerentemente con i maggiori volumi. Gli ammortamenti risultano superiori di 13 milioni di euro rispetto a quanto consuntivato nel medesimo periodo del 2014, per effetto della revisione al 31 dicembre 2014 della vita economica futura

attesa di un mezzo navale che ha determinato una revisione del piano di ammortamento.

Il risultato operativo (EBIT) adjusted del primo semestre del 2015 ammonta a 36 milioni di euro, rispetto a 180 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014, per effetto principalmente della cancellazione del progetto South Stream e alla minore redditività dei progetti in Sud America.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2015 ammonta a -114 milioni di euro rispetto a 180 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014 per effetto delle svalutazioni di una yard e di alcuni mezzi navali.

Engineering & Construction Onshore

Esercizio 2014	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2014	2015
3.765	Ricavi della gestione caratteristica	1.890	1.048
(4.138)	Costo del venduto	(1.952)	(1.735)
(373)	Margine operativo lordo (EBITDA)	(62)	(687)
(38)	Ammortamenti e svalutazioni	(19)	(21)
(411)	Risultato operativo (EBIT) adjusted	(81)	(708)
-	Svalutazioni	-	(50)
(411)	Risultato operativo (EBIT)	(81)	(758)

I ricavi del primo semestre del 2015 ammontano a 1.048 milioni di euro, con un decremento del 44,6% rispetto al corrispondente periodo del 2014, riconducibile principalmente ai minori volumi sviluppati in Medio Oriente, Australia e America del Nord.

Anche il costo del venduto, pari a 1.735 milioni di euro, diminuisce rispetto al corrispondente periodo del 2014.

Gli ammortamenti risultano pari a 21 milioni di euro, in linea rispetto al corrispondente periodo del 2014.

Il risultato operativo (EBIT) adjusted del primo semestre del 2015 ammonta a -708 milioni di euro, rispetto a 81 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014, per effetto dei minori risultati generati da progetti in Medio Oriente e Australia.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2015 ammonta a -758 milioni di euro, rispetto a -81 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014, per effetto delle svalutazioni di una yard.

Drilling Offshore

Esercizio 2014	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2014	2015
1.192	Ricavi della gestione caratteristica	556	538
(580)	Costo del venduto	(278)	(274)
612	Margine operativo lordo (EBITDA)	278	264
(262)	Ammortamenti e svalutazioni	(123)	(113)
350	Risultato operativo (EBIT) adjusted	155	151
(250)	Svalutazioni	-	(11)
100	Risultato operativo (EBIT)	155	140

I ricavi del primo semestre del 2015 ammontano a 538 milioni di euro, con un decremento del 3,2% rispetto al corrispondente periodo del 2014, per effetto dei minori ricavi registrati dalla nave di perforazione Saipem 10000, dal mezzo di perforazione autosollevante Perro Negro 8, interessati da lavori di rimessa in classe, e dalla piattaforma semisommersibile Scarabeo 3, senza contratto nel mese di marzo, in parte compensato dai maggiori ricavi derivanti dalla piena attività della piattaforma semisommersibile Scarabeo 7, interessata da lavori di approntamento nel corrispondente periodo del 2014.

Il costo del venduto, pari a 274 milioni di euro, è pressoché in linea rispetto al corrispondente periodo del 2014.

Drilling Onshore

Esercizio	2014	(milioni di euro)	Primo semestre	
			2014	2015
	714	Ricavi della gestione caratteristica	336	399
	{473}	Costo del venduto	{224}	{369}
	241	Margine operativo lordo (EBITDA)	112	30
	{150}	Ammortamenti e svalutazioni	{73}	{88}
	91	Risultato operativo (EBIT)	39	{58}

I ricavi del primo semestre del 2015 ammontano a 399 milioni di euro, con un incremento del 18,8% rispetto al corrispondente periodo del 2014, riconducibile principalmente alla maggiore attività in Arabia Saudita e America del Sud.

Il costo del venduto registra un aumento di 145 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2014 per effetto principalmente del deterioramento del rischio paese.

Gli ammortamenti, pari a 88 milioni di euro, in aumento di 15 milio-

Gli ammortamenti diminuiscono di 4 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2014.

Il risultato operativo (EBIT) adjusted del primo semestre del 2015 ammonta a 151 milioni di euro, rispetto a 155 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014, con un'incidenza sui ricavi pressoché in linea.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2015 ammonta a 140 milioni di euro, rispetto a 155 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 27,9% al 26% per effetto della svalutazione della piattaforma semisommersibile Scarabeo 4.

ni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2014, riconducibile principalmente alla maggiore attività in Arabia Saudita e America del Sud.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2015 ammonta a -58 milioni di euro, rispetto a 39 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014 per effetto della svalutazione effettuata su una quota di crediti scaduti a fronte del deterioramento del rischio paese.

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.

30.06.2014	(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
7.910	Attività materiali nette	7.601	7.383
759	Attività immateriali nette	760	758
8.669		8.361	8.141
3.804	- Engineering & Construction Offshore	3.666	3.462
590	- Engineering & Construction Onshore	590	544
3.332	- Drilling Offshore	3.034	3.031
943	- Drilling Onshore	1.071	1.104
169	Partecipazioni	112	107
8.838	Capitale immobilizzato	8.473	8.248
1.308	Capitale di esercizio netto	297	869
[221]	Fondo per benefici ai dipendenti	[237]	[240]
-	Attività (passività) disponibili per la vendita	69	-
9.925	Capitale investito netto	8.602	8.877
4.773	Patrimonio netto	4.137	3.288
48	Capitale e riserve di terzi	41	58
5.104	Indebitamento finanziario netto	4.424	5.531
9.925	Coperture	8.602	8.877
1,06	Leverage (indebitamento/patrimonio netto)	1,06	1,63
441.410.900	N. azioni emesse e sottoscritte	441.410.900	441.410.900

(1) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" a pag. 57.

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 2015 a 8.248 milioni di euro, con un decremento di 225 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. Il decremento è la risultante di investimenti per 269 milioni di euro; dalla variazione negativa delle partecipazioni valutate al patrimonio netto per 11 milioni di euro, da ammortamenti per 382 milioni di euro e svalutazioni per 211 milioni di euro, dall'effetto positivo derivante principalmente dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera e altre variazioni per 110 milioni di euro. Il **capitale di esercizio netto** aumenta di 572 milioni di euro, passando da un valore positivo di 297 milioni di euro al 31 dicembre 2014 a un valore positivo di 869 milioni di euro al 30 giugno 2015. Il **fondo per benefici ai dipendenti** ammonta a 240 milioni di euro, con un incremento di 3 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. A seguito di quanto prima analizzato il **capitale investito netto**

aumenta di 275 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2015, a 8.877 milioni di euro, rispetto a 8.602 milioni di euro del 31 dicembre 2014.

Il **patrimonio netto**, compresa la quota attribuibile ai terzi, diminuisce di 832 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2015, a 3.346 milioni di euro, rispetto a 4.178 milioni di euro del 31 dicembre 2014. Il decremento è riconducibile all'effetto negativo del risultato netto del periodo pari a 906 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 15 milioni di euro, nonché dall'effetto positivo sul patrimonio netto derivante dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera e da altre variazioni per 89 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 2015 raggiunge i 5.531 milioni di euro, rispetto a 4.424 milioni di euro del 31 dicembre 2014 (+1.107 milioni di euro).

Composizione indebitamento finanziario netto

30.06.2014	(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
(1)	Crediti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	(1)	(1)
-	Debiti verso banche esigibili oltre l'esercizio successivo	250	-
3.125	Debiti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	3.064	3.477
3.124	Indebitamento finanziario netto a medio/lungo termine	3.313	3.476
(1.393)	Depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo	(1.595)	(1.424)
-	Titoli disponibili per la vendita	(9)	(8)
(8)	Denaro e valori in cassa	(7)	(5)
(55)	Crediti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	(58)	(32)
465	Debiti verso banche esigibili entro l'esercizio successivo	277	465
2.971	Debiti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	2.503	3.059
1.980	Indebitamento finanziario netto a breve termine	1.111	2.055
5.104	Indebitamento finanziario netto	4.424	5.531

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 7.001 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

	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2014	2015
Utile (perdita) netto del periodo		136	(906)
Altre componenti del conto economico complessivo:			
- variazione del fair value derivati cash flow hedge (*)		(48)	(68)
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		19	86
- 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		17	53
Totale altre componenti del conto economico complessivo		(13)	71
Totale utile (perdita) complessivo del periodo		123	(835)
Di competenza:			
- Gruppo Saipem		123	(852)
- terzi azionisti		-	17

(*) 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 2014		4.178	
Totale risultato complessivo di periodo		(906)	
Dividendi distribuiti		-	
Cessione di azioni proprie		-	
Altre variazioni		74	
Totale variazioni		(832)	
Patrimonio netto comprese interessenze di terzi azionisti al 30 giugno 2015		3.346	
Di competenza:			
- Gruppo Saipem		3.288	
- terzi azionisti		58	

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/at-

tivi 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 2014		(milioni di euro)	Primo semestre	
			2014	2015
(230)	Risultato del periodo di Gruppo		136	(920)
(8)	Risultato del periodo di terzi azionisti		-	14
	<i>a rettifica:</i>			
1.011	Ammortamenti e altri componenti non monetari		338	487
(2)	[Plusvalenze] minusvalenze nette su cessioni e radiazioni di attività		(3)	(17)
291	Dividendi, interessi e imposte		145	106
1.062	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di periodo		616	(330)
569	Variazione del capitale di periodo relativo alla gestione		(382)	(334)
(433)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi pagati e incassati		(184)	(188)
1.198	Flusso di cassa netto da attività di periodo		50	(852)
(694)	Investimenti tecnici		(329)	(268)
(9)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2)	(1)
15	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		7	97
-	Altre variazioni relative all'attività di finanziamento		-	-
510	Free cash flow		(274)	(1.024)
(10)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		1	28
(170)	Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine		414	817
-	Cessione di azioni proprie		-	-
(45)	Flusso di cassa del capitale proprio		(44)	1
18	Variazioni area di consolidamento e differenze di cambio sulle disponibilità		5	5
303	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		102	(173)
510	Free cash flow		(274)	(1.024)
-	Cessione di azioni proprie		-	-
(45)	Flusso di cassa del capitale proprio		(44)	1
(129)	Differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni		(26)	(84)
336	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(344)	(1.107)

[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. 57.

Il **flusso di cassa netto da attività di periodo** negativo per 852 milioni di euro, unitamente agli investimenti netti in attività materiali pari a 172 milioni di euro, hanno generato un free cash flow negativo per 1.024 milioni di euro.

Il **flusso di cassa del capitale proprio**, pari a 1 milione di euro; la differenza di cambio dell'indebitamento finanziario netto e altre variazioni hanno avuto un effetto netto negativo per 84 milioni di euro.

Pertanto l'**indebitamento finanziario netto** ha subito un aumento di 1.107 milioni di euro.

In particolare

Il **flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di periodo**, negativo per 330 milioni di euro, deriva:

- dal risultato del periodo negativo per 906 milioni di euro;
- dagli ammortamenti e svalutazioni di attività materiali e immateriali per 593 milioni di euro al netto della valutazione delle partecipazioni al patrimonio netto per 11 milioni di euro e delle altre variazioni negative per 117 milioni di euro;
- dalle plusvalenze nette su cessioni di attività che hanno avuto un impatto negativo per 17 milioni di euro;

- dagli oneri finanziari netti per 93 milioni di euro e dalle imposte sul reddito per 13 milioni di euro.

La variazione negativa del capitale dell'esercizio relativa alla gestione di 334 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 2015, per 188 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 268 milioni di euro. La suddivisione del totale investimenti per

area di business è: Drilling Offshore (107 milioni di euro), Engineering & Construction Offshore (82 milioni di euro), Drilling Onshore (62 milioni di euro) ed Engineering & Construction Onshore (17 milioni di euro). Ulteriori informazioni, in ordine agli investimenti effettuati nel primo semestre del 2015, sono riportate nel commento all'andamento operativo.

Gli investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda sono pari a 1 milione di euro.

Il flusso di cassa generato dai disinvestimenti è stato di 97 milioni di euro.

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, zero milioni di euro al 31 dicembre 2014, 295 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2014 e zero milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2015.

		31.12.2014	30.06.2014	30.06.2015
Risultato netto	(milioni di euro)	(238)	322	(1.280)
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	(milioni di euro)	144	151	144
Risultato netto unlevered	(milioni di euro)	(94)	473	(1.136)
Capitale investito netto:	(milioni di euro)			
- a inizio periodo		9.504	9.193	9.925
- a fine periodo		8.602	9.925	8.877
Capitale investito netto medio	(milioni di euro)	9.053	9.559	9.406
ROACE	(%)	(1,04)	4,9	(12,1)
ROACE operative	(%)	(1,05)	5,1	(12,3)

Indebitamento finanziario netto e leverage

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

propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria. Il leverage misura il grado di indebitamento del Gruppo ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto compresa la quota attribuibile alle minoranze.

	30.06.2014	30.06.2015
Leverage	1,06	1,63

Sostenibilità

Saipem svolge un insieme complesso 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, assicurando alla Società 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 Sostenibilità¹, che esercita un ruolo di definizione della strategia di sostenibilità ed è presieduto dal CEO, discute e approva la strategia di sostenibilità e verifica la sua realizzazione nel business e l'avanzamento delle attività specifiche definite per le singole società operative del Gruppo. Il processo prevede anche l'utilizzo di un sistema di Management by Objectives (MBOs) di sostenibilità, come uno dei principali strumenti che permettono una traduzione di principi e valori di sostenibilità in azioni concrete del business. Durante il primo semestre dell'anno si è concluso il processo di definizione degli MBOs per l'anno in corso per 160 figure manageriali di Saipem SpA e di altre società operative del Gruppo, in congruenza agli obiettivi societari di più alto livello definiti dal top management, con particolare focus sui temi materiali risultanti dall'analisi di materialità svolta nel corso del 2014.

Il Comitato di Sostenibilità, organismo societario preposto all'indirizzo strategico in materia, è stato formalmente riunito nel corso del primo semestre, al fine di discutere i risultati ottenuti nel 2014, approvare la bozza del Bilancio di Sostenibilità 2014 e delineare linee di indirizzo dell'anno. Il Comitato si riunirà ancora nel corso del primo semestre del 2015 per discutere di nuove attività previste e dei progetti in corso e verificarne lo stato di avanzamento.

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), costituito da una metodologia che permette di analizzare e quantificare il valore generato (l'effetto diretto, indiretto e indotto, misurato in termini di valore economico, occupazione e sviluppo del capitale umano) dalla traduzione pratica della strategia di Local Content realizzata in un arco temporale e in una specifica realtà geografica.

Nel corso del primo semestre del 2015 è stata conclusa, anche su richiesta del cliente, l'applicazione del modello sul progetto El

Encino-Topolobampo in Messico. Sinteticamente, i principali indicatori del modello mostrano per il progetto un impatto economico totale di circa 420 milioni di euro per il periodo 2013-2014, con un contributo dello 0,03% al PIL del Paese nel 2014. Il modello è stato applicato anche ai soli stati di Chihuahua e Sinaloa, ovvero le aree geografiche maggiormente interessate dalle attività operative, con un impatto economico totale rispettivamente di 160 milioni di euro e 64 milioni di euro, e un contributo al PIL degli stati dello 0,40% e dello 0,20% nel 2014.

Nel secondo semestre dell'anno il modello verrà applicato sulle altre realtà operative significative di Saipem.

Saipem ha proseguito il suo impegno sul tema degli impatti sociali (con particolare riguardo ai Diritti Umani) confrontandosi in particolare modo con gli stakeholder esterni (ad es. agenzie di rating e clienti) sulle iniziative in corso, in progetti rilevanti come il South Stream o nella campagna di Social Responsibility per i fornitori o nello Human Rights Training Programme.

Reporting di sostenibilità

Nel corso del primo semestre del 2015 è stata completata la redazione e la diffusione dei documenti di reporting di sostenibilità annuali "Sustainability Performance 2014", allegato alla Relazione Finanziaria Annuale, e "Saipem Sustainability 2014", approvati dal Consiglio di Amministrazione e certificati dalla società di revisione Reconta Ernst & Young SpA.

Entrambi i documenti sono redatti secondo la linea guida internazionale del Global Reporting Initiative (GRI - versione G3), e sono finalizzati, rispettivamente, a fornire informazioni di sintesi sulla gestione delle principali tematiche di sostenibilità dell'azienda, a corredo dei parametri della gestione economico-finanziaria e operativa, e a descrivere in modo più approfondito gli impegni, le iniziative realizzate e i risultati ottenuti da Saipem sui temi emersi dall'analisi di materialità condotta anche coinvolgendo i propri stakeholder.

[1] Il Comitato di Sostenibilità è composto dall'Amministratore Delegato (Chairman) e dai responsabili delle diverse aree di business e delle principali funzioni.

Attività di ricerca e sviluppo

L'innovazione tecnologica costituisce una delle fonti primarie di competitività per Saipem: è essenziale per il successo della società nella maggior parte delle sue attività in quanto consente di anticipare i bisogni futuri dell'industria oil&gas e al contempo di fornire le più avanzate soluzioni ai clienti, sfruttando nuove e sfidanti opportunità, conseguendo migliorate prestazioni operative e riducendo l'impatto ambientale delle attività di costruzione.

L'innovazione tecnologica è sviluppata in Saipem, sia in fasi successive a partire dall'idea fino all'applicazione, sia concepita direttamente nei progetti o sugli asset proprietari come il risultato di un approccio alla risoluzione di problematiche operative.

In tale contesto le attività di sviluppo tecnologico sono organizzate per aree tematiche coincidenti con le stesse unità di business al fine di essere allineate alle loro strategie e con l'intento di favorire un efficace trasferimento al business dei risultati conseguiti dalle attività di sviluppo tecnologico.

Per la Business Unit Offshore lo sviluppo si è focalizzato sul subsea (SURF e Subsea Processing) e sull'area delle condotte in aggiunta alle tecnologie sui materiali, di impatto trasversale sulle due aree di indagine.

Nell'area SURF (Subsea, Umbilicals, Risers and Flowlines) sono stati ottenuti risultati significativi:

- è stata conseguita la prima applicazione in un progetto commerciale di un'innovativa linea "downline" nelle operazioni di collaudo e intervento sulle condotte sottomarine;
- sono proseguite nel periodo le attività per l'industrializzazione di una metodologia di posa a "J", adatta per condotte incamiciate internamente con tubi in plastica. Sono stati condotti con successo i test per la simulazione di condizioni di installazione offshore;
- nell'ambito del riscaldamento attivo delle condotte sottomarine "pipe-in-pipe", è stata completata una campagna di test dimostrativi per lo sviluppo e qualifica di una metodologia adatta alla posa a "J". È stata confermata la configurazione progettuale e la soluzione per le connessioni dei cavi elettrici riscaldanti e del sistema di monitoraggio della temperatura. Ulteriori test sono previsti nel corso dell'anno.

Nel settore del subsea processing è proseguito lo sviluppo di alcuni sistemi innovativi, in collaborazione anche con alcune delle principali compagnie petrolifere:

- il sistema proprietario "Spoolsep", di separazione liquido/liquido a gravità, è stato sottoposto a una seconda campagna di test per l'evoluzione del suo design. In parallelo, un JIP (Joint Industry Project) supportato da primarie compagnie petrolifere è stato avviato nell'inizio del 2015 per l'applicazione a casi di loro interesse;
- proseguono gli sviluppi tecnologici per il sistema sottomarino di trattamento acqua sviluppato congiuntamente con Total/Veolia per la rimozione dei solfati presenti nell'acqua marina.

Parallelamente alle attività di sviluppo tecnologico già citate, e dopo la conclusione dello studio sulla standardizzazione di una generica "Subsea Factory" svolto con Statoil, è in corso il programma per l'industrializzazione delle tecnologie di produzione sottomarina sviluppate da Saipem.

Nell'ambito delle tecnologie di posa di tubazioni, diverse soluzioni innovative sono disponibili per l'applicazione commerciale:

- le attività per lo sviluppo di AFT (Anti Flooding Tool), sistema che previene l'allagamento del tubo durante la fase di posa, sono state completate e due unità sono a bordo di un mezzo di posa pronte per l'utilizzo;
- le unità industrializzate del nuovo strumento acustico (IAU), che misura da remoto l'ovalità interna della tubazione prevenendone la rottura durante la posa a "S" o "J", sono installate a bordo di alcuni mezzi di posa in attesa del collaudo finale. È in corso il programma di qualifica tecnica del sistema di misura;
- un nuovo sistema di rivestimento automatizzato delle tubazioni sottomarine, capace di ridurre significativamente i tempi ciclo dell'operazione, è stato costruito, qualificato, installato e provato con successo a bordo di un mezzo di posa.

La tecnica di saldatura al plasma, sviluppata negli scorsi anni e capace di incrementare la qualità e la produttività della saldatura di tubazioni in acciaio al carbonio e rivestite con materiali anticorrosione, vede una crescente affermazione nei progetti commerciali.

La linea di Business Floaters si è focalizzata prioritariamente su soluzioni tecnologiche high-end come FLNG e floaters per contesti sfidanti come l'Artico. Per quanto riguarda la tecnologia del Floating LNG, le seguenti aree sono state oggetto di principale indagine:

- soluzioni innovative per gli impianti di liquefazione con l'obiettivo di produrre gas liquefatto in maniera più efficiente e con modalità più sicure, in condizioni sempre più sfidanti;
- qualifica di un sistema di trasbordo di LNG in "tandem" attraverso l'uso di tubi flessibili galleggianti, in collaborazione con un partner industriale.

La Business Unit Drilling si è principalmente concentrata sull'adozione di nuove tecniche e mezzi per il drilling in contesti sfidanti tramite:

- il monitoraggio delle metodologie e apparecchiature relative al mercato del Managed Pressure Drilling;
- lo sviluppo del design di strutture di perforazione per condizioni artiche.

Inoltre è disponibile un pacchetto, recentemente sviluppato, di nuove tecnologie basate su un approccio "green design" per fornire soluzioni per minimizzare l'impatto ambientale e massimizzare il risparmio energetico nella prossima generazione di piattaforme e mezzi di perforazione (Moss EcoDrive™, Moss EcoLNG™ e Moss EcoGreen™).

La Business Unit Onshore si è focalizzata principalmente sull'ottimizzazione delle tecnologie di processo proprietarie e su soluzioni tecnologiche innovative per selezionati segmenti di business non-proprietari (gas naturale liquefatto, idrocarburi pesanti, monetizzazione del gas naturale) al fine di incrementare il valore delle proposte progettuali verso i clienti, principalmente nell'ambito dell'efficienza energetica e dell'impatto ambientale.

È in corso un piano di sviluppo pluriennale per mantenere ai massimi vertici di competitività la tecnologia fertilizzanti proprietaria "Snamprogetti™ Urea". Le attività in corso includono:

- l'incremento della resa produttiva con l'utilizzo nel reattore degli innovativi piatti "Supercups™", testati con successo in due impianti industriali nel 2014 e ora pronti per la commercializzazione;
- il miglioramento della resistenza alla corrosione e riduzione dei costi con lo sviluppo di nuovi materiali di costruzione;
- la riduzione del consumo energetico attraverso l'ottimizzazione dei sistemi ausiliari;

- la riduzione dell'impatto ambientale ("Urea Zero Emission") grazie a soluzioni altamente innovative in corso di sviluppo.

Nel campo delle tecnologie non-proprietarie si evidenzia l'ampio studio sulla rigassificazione del gas naturale liquefatto, prossimo al suo completamento; sono state investigate diverse opzioni per ridurre il consumo energetico rispetto all'attuale tecnologia.

Altre attività si sono focalizzate sugli sviluppi in tematiche di efficienza energetica e riduzione dell'impatto ambientale ad ampio potenziale applicativo (es: uso di energie rinnovabili negli impianti di processo, ottimizzazione delle metodologie per la valutazione del ciclo di vita - Life Cycle Assessment).

Infine, ulteriori sforzi sono proseguiti nell'ambito di due significative aree di interesse trasversale per i business: l'"Oil Spill Response" e la "Pipeline Integrity Management".

A conferma degli sforzi profusi nelle attività di sviluppo tecnologico, Saipem ha depositato 15 nuove domande di brevetto nel primo semestre.

Qualità, sicurezza e ambiente

Qualità

Nell'ambito del programma "Bring quality to the next level" è iniziata dal mese di novembre e terminata nel mese di gennaio l'omogeneizzazione e migrazione, per ogni società controllata, del Document Management System, i cui contenuti sono resi disponibili a ogni dipendente Saipem.

È iniziata in ogni società controllata la gap analysis tra i documenti esistenti e i nuovi documenti Corporate in fase di sviluppo al fine di ridurre la numerosità dei documenti locali.

Dall'analisi dei processi effettuata nel Progetto sono emerse azioni di miglioramento relativamente ai processi trasversali della saldatura e della gestione del completamento impianti.

Nell'ultima parte dell'anno scorso sono stati istituiti due gruppi di lavoro trasversali. Quello relativo ai processi trasversali della saldatura si è concluso con la condivisione di una serie di matrici di responsabilità. È in corso di emissione la procedura.

È iniziata, come parte del progetto "Cost Structure Optimisation", l'analisi delle strutture dei centri di costo qualità a livello Worldwide al fine di omogeneizzarle e tenere sotto controllo i costi allocati.

È stato approvato durante il riesame della Direzione per la Qualità lo schema di certificazione ISO 9001 multisito, che permetterà, a fronte di un risparmio di costi, l'ottenimento di una certificazione ISO 9001 attestante l'applicazione del Sistema Corporate in tutte le società controllate/filiali che ne abbiano la necessità.

È in fase di identificazione l'Ente di Certificazione che a livello Worldwide fornirà i servizi.

Il processo partirà dal dicembre 2015 all'atto della ricertificazione di Saipem SpA e nel corso del triennio successivo si completerà con l'aggiunta graduale di società controllate/filiali.

Durante l'anno sono inoltre proseguite le attività già avviate e relative a:

- emissione Corporate Standards e relative istruzioni tecniche ad assicurazione della consistenza e integrazione tra Quality Assurance e Quality Control tra le diverse linee di business (nell'anno emessi circa quaranta documenti);
- miglioramento e ridefinizione del Technical e Vessel Document System;
- revisione del Reporting System avviato nel 2013 relativo alle attività di qualità di società controllate/filiali (a livello di company e di progetto);
- revisione dei KPI di ciascun processo in accordo a quanto prodotto dal progetto "Regulatory System Improvement";
- modifica alla pianificazione ed esecuzione dei "Quality System Internal Audit" in accordo alla nuova definizione di Processi e Process Owner;
- misurazione della Customer Satisfaction.

Sicurezza

Relativamente alle performance di sicurezza, la prima parte del 2015 evidenzia un andamento sostanzialmente in linea con il risultato del 2014. Infatti l'indice relativo agli incidenti registrabili (TRIFR) è pari a 1,10, molto vicino al risultato finale registrato nel 2014 (1,09).

Il risultato positivo è strettamente connesso alle iniziative tecniche e culturali promosse in Saipem. Di seguito sono riassunte le principali.

- Il continuo consolidamento del programma di cambiamento culturale "Leadership in Health & Safety", che dal 2007 a oggi ha coinvolto il personale Saipem a tutti i livelli. Il workshop iniziale di un giorno e mezzo, di tipo interattivo, ha superato le 900 edizioni, con la partecipazione di tutto il management aziendale, mentre i "cascading event", fase di diffusione a cascata dei messaggi del workshop iniziale direttamente da parte dei manager ai propri team di lavoro, ha superato quota mille. Contestualmente, in tutta Saipem continuano sia il training "Five Stars", il programma di formazione interno, nato allo scopo di gestire in maniera efficace i comportamenti non sicuri, sia la promozione della campagna "Leading Behaviours", che si propone di diffondere i 5 comportamenti non negoziabili, che devono diventare parte del DNA del personale di Saipem. Anche la quinta fase del programma LiHS, ovvero "Choose Life", il programma sviluppato allo scopo di sensibilizzare i dipendenti Saipem a una maggiore cura del proprio stile di vita e della propria salute, ha raggiunto, nel primo semestre del 2015, la 500esima edizione.
- Parallelamente ai percorsi formativi del programma LiHS, in occasione della Giornata Mondiale per la Salute e Sicurezza sul Lavoro del 28 aprile, Fondazione LHS e Saipem hanno lanciato l'iniziativa "Italia loves Sicurezza", un evento di tre giorni, organizzato in tre città italiane, che si inserisce nell'ambito di una campagna internazionale di sensibilizzazione dell'opinione pubblica sulle tendenze emergenti nel campo della sicurezza e della salute sul lavoro.
- L'appuntamento del 28 aprile ha inoltre dato il via al nuovo concorso interno legato alla campagna "Sharing Love For Health And Safety", ovvero il "Safe & Sound Contest", che ha raccolto più di 40 contributi video da tutto il mondo Saipem.
- Sempre nel mese di aprile, Fondazione LHS e Saipem hanno promosso la partecipazione alla "Milano Relay Marathon 2015" per contribuire a diffondere nell'azienda uno stile di vita attivo e salutare.
- È continuata la diffusione della campagna "Keep Your Hands Safe" in altri siti operativi del Gruppo, finalizzata a ridurre gli infortuni alle mani e sono stati realizzati diversi workshop sul tema "Know Your Barriers" per alcuni drilling rig offshore.
- È prossima alla finalizzazione e al lancio anche una campagna dedicata alle "Life Saving Rules" (LSR), emesso dall'OGP (International Association of Oil & Gas Producers). Tale campagna

vuole diffondere, con ancora maggiore enfasi, le “regole salva-vita” di Saipem e promuovere l’attenzione sulle attività pericolose e sulle azioni individuali per proteggere se stessi e gli altri.

- Relativamente ai tool informatici, prosegue l’aggiornamento del portale della formazione HSE “Delphi”, la diffusione del software per gli audit HSE “Corinth” in modo da realizzare un database comune, e l’utilizzo della “Safety Dashboard” che dà la possibilità di verificare, in tempo reale, il trend delle performance infortunistiche di Saipem, visualizzando i dati per l’intero Gruppo, per singola Business Unit e/o per attività.

Prosegue la fase di test del nuovo software “Prometheus” per la gestione degli incidenti, che ha l’obiettivo di facilitare le analisi statistiche sugli incidenti HSE.

Ambiente

Saipem persegue il miglioramento continuo anche per le performance ambientali, adottando strategie per la diminuzione di qualsiasi tipo di impatto e per la conservazione e valorizzazione delle risorse naturali.

Per raggiungere tali obiettivi è necessaria una grande diffusione della consapevolezza ambientale in tutti i progetti, siti e sedi Saipem. Anche nel corso del primo semestre del 2015 Saipem ha rinforzato il proprio impegno su svariati aspetti tra i quali hanno assunto un’importanza rilevante:

- L’efficienza energetica: nel corso degli anni sono state pianificate ed effettuate diagnosi energetiche per alcune sedi e per un drilling rig onshore. Nei prossimi mesi verrà effettuata la diagnosi energetica anche per una fabrication yard. Lo scopo è quello di identificare soluzioni tecniche di miglioramento la cui implementazione è pianificata per il biennio 2015-2016. Inoltre Saipem si pone come obiettivo di collettare tutte le “best practice” adottate in campo energetico.
- La gestione dei rifiuti: Saipem ha organizzato un workshop di natura tecnica dedicato alla gestione dei rifiuti e agli aggiornamenti legislativi in Italia su questo tema. Per la parte operativa, invece, l’attenzione è stata rivolta alla riduzione della produzione dei rifiuti, sia in termini di quantità che di pericolosità.
- La sensibilizzazione ambientale: nel mese di giugno, in occasione della celebrazione del “World Environment Day” (WED), sono state lanciate varie iniziative per motivare e sensibilizzare il personale sul tema della sostenibilità ambientale.

Come accaduto in passato, tutte le iniziative citate, sia per la parte salute e sicurezza che per la parte ambiente, si inseriscono nel processo continuo di miglioramento che scaturisce dall’attenta analisi degli incidenti, dalle risultanze degli audit HSE e dai riesami HSE della direzione aziendale. Questi riesami sono condotti a livello di singola unità di business per assicurare un maggiore grado di approfondimento.

Risorse umane e salute

Gestione Risorse Umane

Nel corso del primo semestre del 2015 la funzione Gestione Risorse Umane, coerentemente con il proprio ruolo di indirizzo, coordinamento e controllo nei confronti delle strutture Risorse Umane decentrate (presidi di business e presidi geografici in Italia e all'estero), ha proseguito la definizione e l'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 revisione del corpo documentale relativo ai principali processi di competenza della funzione Risorse Umane, con lo scopo di garantire il continuo aggiornamento dei processi di lavoro alla luce dei mutamenti di leggi, normative e regolamenti nazionali e internazionali e di garantire il miglioramento continuo dei processi di gestione delle Risorse Umane. È importante sottolineare l'emissione di un nuovo standard corporate che mette nelle condizioni tutte le realtà Saipem presenti nel mondo di definire regole comuni per le assegnazioni delle autovetture.

In linea con le evoluzioni del contesto tecnologico di riferimento proseguono le azioni di implementazione/digitalizzazione dei processi, attraverso lo sviluppo di appositi tool informatici che consentono un più efficace e puntuale controllo delle attività connesse alla gestione Risorse Umane. In tale ottica si sottolinea particolarmente l'estensione ad alcune delle realtà più significative di Saipem, di specifici strumenti informatici già consolidati in realtà italiane al fine di accrescere anche il livello di integrazione del sistema di governo dei processi.

Relazioni Industriali

Saipem è da anni impegnata nel consolidamento globale di un modello di Relazioni Industriali che assicuri 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.

Il continuo monitoraggio del modello di Relazioni Industriali è fondamentale nel contesto globale in cui Saipem opera, caratterizzato dalla gestione della diversità derivante dai contesti socio-economici, politici, industriali e normativi.

Rispetto al contesto italiano il primo semestre del 2015 è stato caratterizzato da importanti e numerosi momenti di confronto, nel solco dei consolidati rapporti con le organizzazioni sindacali.

In un'ottica di ulteriore rafforzamento del modello partecipativo, sono proseguiti gli incontri per la definizione e sottoscrizione di un Protocollo di Relazioni Industriali, nel quale ribadire la centralità

dell'informazione, della negoziazione e del confronto tra azienda e sindacato.

Nell'ambito delle Relazioni Industriali Internazionali è importante segnalare il rinnovo di alcuni importanti accordi collettivi, che hanno riguardato sia il settore ingegneria e costruzione, con i rinnovi effettuati in Nigeria, sia il settore drilling con i rinnovi degli accordi sottoscritti in Perù e Nigeria, che il settore Fabrication con l'importante accordo collettivo sottoscritto in Canada.

La sottoscrizione di tali accordi ha offerto anche la possibilità di consolidare i loro contenuti attraverso il rafforzamento delle procedure per la risoluzione di dispute e l'inclusione di chiari riferimenti al Codice Etico aziendale. Con particolare riferimento a quest'ultimo aspetto, si è cercato di garantire piena ownership ai nostri partner sindacali di quei principi fondanti l'approccio al business da parte di Saipem, ciò al fine di assicurarne la massima applicabilità e condivisione attraverso l'impegno dei sindacati a osservarne i principi e a diffonderne sempre di più i contenuti presso la forza lavoro.

Il primo semestre del 2015 ha visto anche il rinnovo per il periodo 2015-2018 del Construction Barge Agreement con la International Transport Workers' Federation (ITF) a copertura del personale marittimo impiegato su dodici mezzi della flotta Saipem.

Sviluppo, Organizzazione, Compensation e Amministrazione Dirigenti

Con riferimento all'ambito organizzativo, nel corso del primo semestre del 2015, è stato ridefinito il modello operativo delle attività di ingegneria garantendo alle Business Unit la gestione diretta delle competenze ingegneristiche specifiche di business, nonché il governo delle attività di ingegneria sviluppate a progetto.

Nel corso del primo semestre è proseguito l'adeguamento delle strutture organizzative delle società controllate e delle filiali ai modelli organizzativi introdotti e, nello specifico, ai nuovi assetti adottati per le attività di ingegneria e fabrication.

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

- è stata promossa l'adozione degli strumenti organizzativi di Governance nell'ambito delle società in joint venture;
- è proseguito lo sviluppo del programma di miglioramento del sistema normativo aziendale, in ottica di razionalizzazione/semplificazione.

In tale scenario la Politica sulla remunerazione 2015 di Saipem 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 e di allineare l'interesse del management

con l'obiettivo primario di creare valore per gli azionisti nel medio-lungo periodo.

In adempimento agli obblighi previsti dall'art. 123-ter del decreto legislativo n. 58/1998 e all'art. 84-quater del Regolamento Emittenti Consob è stata predisposta la "Relazione sulla Remunerazione 2015". La Relazione è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 10 marzo 2015 e l'Assemblea degli Azionisti riunitasi il 30 aprile 2015 ha espresso parere favorevole in merito alla Prima Sezione della medesima Relazione.

Le Linee Guida di Politica sulla remunerazione 2015 prevedono la definizione di obiettivi 2015 sfidanti e la declinazione degli stessi nelle valutazioni dei manager.

Coerentemente con il piano strategico aziendale, sono stati assegnati obiettivi di performance che permettano di indirizzare, monitorare e valutare le attività legate al contenimento dei costi e al monitoraggio, sviluppo e valorizzazione delle competenze critiche per il business e per il raggiungimento degli obiettivi aziendali.

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 e al miglioramento delle performance aziendali, è stato confermato il Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine (IMLT) per il triennio 2015-2017, in continuità con il 2014, che utilizza come parametri di performance, sia il Total Shareholder Return che il ROACE. Il piano è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 10 marzo

2015 e successivamente sottoposto al voto vincolante da parte dell'Assemblea degli Azionisti tenutasi il 30 aprile 2015 che si è espressa favorevolmente.

Nel primo semestre del 2015 è stata avviata un'analisi volta alla revisione dei processi di sviluppo, formazione, selezione e skill management con il fine di consolidare la coerenza tra la Business Strategy e la People Strategy e migliorare, semplificare e rendere sempre più efficaci i processi e gli strumenti in vigore.

L'attenzione si è concentrata sui criteri di segmentazione, sulla pianificazione delle risorse di interesse strategico, sui piani di successione e sul sistema di valutazione della performance.

Sono state avviate azioni volte a garantire a Saipem e alle sue persone di preservare e accrescere le competenze personali e professionali critiche. A questo scopo è stata avviata un'analisi delle competenze accompagnata da una revisione delle metodologie relative soprattutto ai processi di recruitment, training e skill management. Con la finalità di valorizzare le competenze e sostenere il knowledge sharing, sono stati identificati gli elementi distintivi del Training On the Job, con lo scopo di creare un modello e i relativi strumenti operativi da estendere worldwide.

Saipem continua a investire nelle iniziative di employer branding rivolte sia agli atenei di maggiore interesse che a istituti tecnici di eccellenza.

Esercizio		Primo semestre totale consolidato IFRS 10-11	
2014	(unità)	Forza media 2014	Forza media 2015
16.840	Engineering & Construction Offshore	15.774	19.980
19.831	Engineering & Construction Onshore	20.425	15.662
2.725	Drilling Offshore	2.671	2.710
7.892	Drilling Onshore	7.764	7.759
1.679	Funzioni di staff	1.895	1.493
48.967	Totale	48.529	47.604
7.491	Italiani	7.498	7.456
41.476	Altre nazionalità	41.031	40.148
48.967	Totale	48.529	47.604
6.722	Italiani a tempo indeterminato	6.722	6.716
769	Italiani a tempo determinato	776	740
7.491	Totale	7.498	7.456
31.12.2014		30.06.2014	30.06.2015
7.908	Numero di ingegneri	7.798	7.762
49.580	Numero di dipendenti	49.497	46.527

Le iniziative di employer branding sono sostenute anche dalla diffusione a livello worldwide delle tecnologie di e-recruitment volte anche a supportare l'intero processo di selezione.

In un mercato complesso e sempre più sfidante, che richiede di mantenere livelli elevati di eccellenza, Saipem ha inoltre elaborato e sta diffondendo un modello di responsible leadership declinabile su tutti i livelli aziendali. Il modello è volto a favorire lo sviluppo di manager che siano in grado di prendere le decisioni che meglio contemperano le esigenze di integrità con quelle di business, in ottica di creazione di valore a lungo termine per l'azienda.

In particolare, l'obiettivo del modello è assicurare all'azienda dei leader che, avendo la cognizione dei propri obiettivi e traducendo la missione aziendale in azioni quotidiane, strategie, programmi e procedure, abbiano piena consapevolezza degli effetti delle proprie azioni su tutti gli stakeholder coinvolti e diffondano questo modello all'interno delle loro strutture.

Con lo scopo di consolidare la consapevolezza delle persone sui temi di Compliance e Governance e dare maggiore chiarezza e coerenza alle numerose iniziative formative avviate negli ultimi due anni, è stata definita una matrice di training relativa ai temi di Compliance e Governance da applicare a livello di Gruppo. Questo strumento definisce, per tutti i ruoli aziendali, le iniziative formative volte a coprire i fabbisogni specifici sui diversi temi di Compliance e Governance e assicura il monitoraggio sulla loro erogazione a tutta la popolazione aziendale.

È stato avviato un investimento sul miglioramento del sistema e-Learning. Inoltre, proseguono le attività di implementazione all'estero del software di gestione del training, Peoplelearning, che è stato attivato in Francia, Stati Uniti, Canada e Messico e vedrà coinvolte nel corso dell'anno le altre società del Gruppo e i Training Center.

La formazione in materia di Sicurezza prevista dal D.Lgs. n. 81/2008 per i Ruoli Istituzionali come Datori di Lavoro, Dirigenti Delegati e Preposti rimane al centro delle priorità aziendali.

Salute

Relativamente alla Salute e Medicina del Lavoro Italia (Saipem SpA), nei primi sei mesi del 2015 Saipem ha consolidato le attività di routine e ha promosso nuove iniziative.

- Il totale delle visite mediche Saipem SpA preventive, periodiche per Italia ed estero (missioni e contratto), è allo stato attuale di 3.370 con 439 accertamenti sanitari di secondo livello e 10 approfondimenti per alcool e droga.
- Prosegue la divulgazione del Programma "Pre-Travel Counselling" per il personale Saipem SpA destinato all'estero (579 dipendenti formati in questi primi sei mesi) e il relativo aggiornamento, seguendo le allerte sanitarie internazionali. Il programma, dal suo debutto nel 2008, ha consentito di informare puntualmente circa 6.700 dipendenti sui rischi derivanti dalla destinazione come prescritto dalla legislazione vigente.
- La sensibilizzazione sulle profilassi vaccinali, in particolare sulle profilassi obbligatorie, raccomandate e/o consigliate procede per quanto riguarda il personale Saipem SpA con destinazione Italia ed estero. Si è inoltre consolidato il "frame agreement" 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 per le piattaforme Android, Apple e Windows 8, arricchita con aggiornamenti sull'evoluzione delle emergenze epidemiologiche "Worldwide". A oggi sono stati registrati 11.000 "download".
- 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 (One Stop Clinic) e convenzioni per la gestione delle emergenze dei dipendenti Saipem afferenti al Pronto Soccorso ospedaliero; con IRCCS San Raffaele per il sistema di Valutazione del Rischio "Stress Lavoro Correlato".

Sistema informativo

Il 2014 e la prima parte del 2015 sono stati dedicati a una sostanziale revisione delle attività ICT, alla luce degli obiettivi di contenimento costi che la funzione ha perseguito. Le iniziative di cambiamento sui sistemi informativi di Saipem si sono orientate pertanto a consolidare i risultati ottenuti sia in ambito applicativo sia infrastrutturale, in allineamento con le politiche della Direzione.

Numerosi contratti di prestazioni e servizi in ambito ICT sono stati oggetto di revisione allo scopo di ottenere condizioni e prezzi in linea con le aspettative del management aziendale. È stato sviluppato un Procurement Plan per pianificare le revisioni contrattuali, la parte più significativa delle quali è stata focalizzata sulla rinegoziazione dei principali contratti di ambito infrastrutturale, che hanno prodotto risparmi significativi rispetto ai servizi di telecomunicazione (British Telecom, NewSat e Fastweb) e di ambito infrastrutturale (HP e EMC2), nonché dei più rilevanti contratti di application management.

Nel settore delle applicazioni gestionali è stato completato il rilascio del nuovo ambiente di Business Intelligence e di consolidato di bilancio. È stata adottata da Saipem la piattaforma ad alte prestazioni SAP HANA, dotata delle nuove caratteristiche di operatività di tipo in-memory con database colonnare, sulla quale sono stati unificati, anche a scopo di riduzione costi, i due ambienti precedentemente separati di SAP BW e SAP BPC, riferibili da una parte all'Enterprise Datawarehouse e dall'altra all'ambiente SAP SEM per il consolidato di bilancio. I risultati prestazionali si sono rivelati notevoli, diminuendo in modo molto apprezzabile i tempi dedicati alla reportistica e al ciclo di consolidamento dei bilanci.

Per quanto concerne le nuove iniziative di Business Intelligence, sono state rilasciate le dashboard per le aree Procurement e HR, nonché nuove soluzioni per le linee di business E&C Offshore e Drilling.

In ambito SAP R/3 sono state svolte le attività di roll-out per le società messicane di Saipem ed è stato gestito il follow-up del roll-out per Saipem do Brasil. È terminato anche il piano di introduzione del SAP Material Ledger per la gestione dei magazzini in tutte le principali società.

A fianco di SAP R/3 ha raggiunto il pieno sviluppo il sistema di e-Procurement SAP SRM, con risultati apprezzabili rispetto allo svolgimento delle gare elettroniche. Oltre 16.000 fornitori risultano iscritti sul sistema. Anche la soluzione degli acquisti a catalogo, dedicati alla cancelleria, è attiva sul sistema, ed è pronta per possibili estensioni a tipologie di acquisti di maggior contenuto.

In ambito HR abbiamo completato il rilascio sull'applicativo Peoplesoft HCM del modulo di Talent Management. Prosegue inoltre con soddisfazione il roll-out della soluzione in-house Saipem dedicata al payroll internazionale. Lo sviluppo e la manutenzione del software di payroll, nonché le correlate attività gestionali di HR, sono collocati presso la Saipem India Projects Private Ltd a Chennai, con significativi risparmi di costo di gestione. Prosegue

infine, in ambito HR, lo sviluppo della suite software Falcon, una soluzione applicativa complessiva per la gestione HR internazionale. Sulla Saipem SA, a Parigi, è in corso il primo rilascio della nuova soluzione di recruitment chiamata Oracle Taleo, che verrà successivamente rilasciata su altri Paesi. Si tratta di una delle prime soluzioni applicative "in Cloud" usate da Saipem, ovvero basate su sistemi informativi offerti dal fornitore presso proprie residenze e accedute via internet con le opportune sicurezze di segregazione dell'ambiente operativo.

Nel corso del primo semestre del 2015 si sono infine svolte le attività di predisposizione del nuovo sito internet Saipem, caratterizzato da un'elevata fruibilità e dalle qualità di adattarsi al tipo di dispositivo con il quale lo si consulta, grazie alla cosiddetta responsiveness incorporata nel codice informatico del sito stesso.

A quanto esposto sopra, si accompagna un programma di iniziative di ambito business, che intende confermare la strategia di progressiva digitalizzazione dei processi di lavoro aziendali di Saipem.

Gli sviluppi in ambito business sono stati principalmente focalizzati sull'adozione di strumenti innovativi, orientati ad aumentare l'efficienza e la qualità della progettazione ingegneristica e delle attività di costruzione, e sull'automazione dei processi di business, mediante un'ottimizzazione delle applicazioni adottate. Quest'ultimo approccio, chiamato di Project Information Management, è stato introdotto da ICT come iniziativa di miglioramento aziendale e messo a disposizione delle funzioni di Ingegneria, Project Management e Qualità allo scopo di individuare aree di intervento in chiave di efficienza, nonché di elevare la qualità dei dati ingegneristici offerti da Saipem ai propri clienti.

Una delle rilevanti innovazioni introdotte nel 2014 riguarda la finalizzazione del progetto di Knowledge Sharing, voluto dal Top Management di Saipem, e il relativo rilascio dell'applicazione di e-collaboration K-hub, basata su Microsoft Sharepoint. L'iniziativa ha riportato un notevole successo per numero di iscrizioni e di contributi.

Sono state messe a punto nuove procedure di automazione della modellazione basate su Intergraph SmartPlant 3D e sono state rilasciate nuove soluzioni di controllo incrociato dei dati ingegneristici basate su Aveva Engineering, allo scopo di elevare la qualità dei dati prodotti. Sono ormai numerose le commesse nelle quali questa esperienza è stata riutilizzata, trasformando tale soluzione in un vantaggio competitivo.

Nell'ambito delle iniziative di supporto al business registriamo inoltre la crescita dell'impiego dell'applicativo dedicato alla tracciatura degli spool in cantiere, rappresentativo di nuove forme applicative che ICT sta promuovendo nel contesto di business. Lo Spool Tracking System unisce infatti la gestione delle fasi produttive dei piping spool con la documentazione tecnica a loro associata. Analogamente sono state diffuse soluzioni specializzate per favori-

re la gestione delle varie fasi di gestione della documentazione di progetto, in particolare la gestione integrata e automatica dei commenti del cliente, nonché ulteriori applicazioni dedicate alla gestione della documentazione tecnica a bordo dei mezzi navali e presso le yard di fabbricazione.

È stato riesaminato il piano con il quale il Management della Business Line Onshore ha effettuato lo sviluppo della suite di gestione della costruzione, che integra al suo interno la pianificazione delle attività di cantiere effettuate con Oracle Primavera, la contabilizzazione delle attività eseguite e la predisposizione dei piani di qualità. Alcuni recenti sviluppi sono stati abbandonati in favore di una più efficiente e meno costosa rivisitazione di provati software esistenti, che sono inclusi nella suite di Construction Management SICON, sviluppata internamente a Saipem.

In area infrastrutturale, dopo un periodo di netta limitazione degli investimenti, sono state avviate nuove iniziative, in particolare nell'ambito degli strumenti di gestione e ottimizzazione delle infrastrutture centralizzate, utilizzando strumenti come Splunk, e nella diffusione della soluzione Webex di Cisco per la videoconferenza a basso costo.

La presenza ICT creata nel 2013 a Chennai in Saipem India Projects Private Ltd per l'offshoring di alcune attività infrastrutturali si è ulteriormente sviluppata secondo i piani previsti: da luglio 2014 è stato attivato un presidio delle infrastrutture per il Gruppo Saipem

con la copertura 24 ore su 24, 7 giorni su 7 di primo livello per la gestione internazionale di server e reti locali, che nel primo semestre del 2015 è stato esteso alla security ICT e ad alcuni monitoraggi tecnici. Circa il 70% dei ticket aperti in Saipem per attività di gestione server internazionali è stato preso in carico e risolto dai colleghi a Chennai, elevando il livello di servizio a fronte di una riduzione della spesa complessiva.

Le attività di Governance e i processi di Compliance e di sicurezza sono stati svolti positivamente secondo calendario. L'adozione del sistema RCM di CA per il Role Compliance Management, dedicato alla standardizzazione dei profili applicativi dei principali software aziendali, ha ormai coperto tutti gli ambienti SAP, il Peoplesoft HCM e i principali software applicativi, in modo da completare l'automazione del processo di associazione profilo-utente abilitando le figure dei client manager interni a svolgere il ruolo di controllo previsto dalle normative. 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 infine estesi i perimetri di copertura del sistema per la gestione delle credenziali digitali, FastLogon di Oracle, che consente di accedere alle principali applicazioni aziendali in modalità sicura e sfruttando il 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'informativa 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 verificano 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 2015 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 -76 milioni di euro [-46 milioni di euro al 31 dicembre 2014] e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -427 milioni di euro [-377 milioni di euro al 31 dicembre 2014].

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 76 milioni di euro [46 milioni di euro al 31 dicembre 2014] e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 427 milioni di euro [377 milioni di euro al 31 dicembre 2014].

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 -6 milioni di euro [-11 milioni di euro al 31 dicembre 2014] e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -6 milioni di euro [-11 milioni di euro al 31 dicembre 2014]. Una variazione negativa dei tassi di interesse comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di 6 milioni di euro [11 milioni di euro al 31 dicembre 2014] e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 6 milioni di euro [11 milioni di euro al 31 dicembre 2014].

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 né sul risultato economico né sul patrimonio netto (1 milione di euro sul patrimonio netto al lordo dell'effetto d'imposta al 31 dicembre 2014). Un'ipotetica variazione negativa del 10% nei prezzi sottostanti non comporterebbe alcun effetto significativo né sul risultato economico né sul patrimonio netto (-1 milione di euro sul patrimonio netto al lordo dell'effetto d'imposta al 31 dicembre 2014).

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.

Al 30 giugno 2015 l'area a maggiore concentrazione di rischio di credito è rappresentata dal Sud America, la cui esposizione complessiva è pari a 478 milioni di euro.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale. L'obiettivo di risk management del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti, garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

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

Le policy applicate sono state orientate a garantire risorse finanziarie sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, nonché ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Saipem, 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 2015 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 2.478 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
	2016	2017	2018	2019	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	736	1.059	638	1.487	44	3.964
Passività finanziarie a breve termine	3.037	-	-	-	-	3.037
Passività per strumenti derivati	347	1	-	-	-	348
	4.120	1.060	638	1.487	44	7.349
Interessi su debiti finanziari	163	88	49	24	1	325

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2016	2017-2019	Oltre	
Debiti commerciali	3.295	-	-	3.295
Altri debiti e anticipi	2.493	-	-	2.493

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					Totale
	2016	2017	2018	2019	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili	151	107	72	69	251	650

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	
	2015	2016
Impegni per Major Projects	2	-
Impegni per altri investimenti	12	144
	14	144

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 pre-

stazioni 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 supporto, coordinamento e controllo e garantiscono l'emissione e l'aggiornamento di Linee Guida, procedure e best practice al fine di assicurare il miglioramento continuo. Numerose iniziative e campagne specifiche di miglioramento e di sensibilizzazione sulle tematiche di salute, sicurezza e ambiente vengono progettate, sviluppate e lanciate a livello centrale e, successivamente, implementate nei progetti e nei siti operativi. Tra queste si possono citare la campagna "Leadership in Health and Safety", "Choose Life", "Working at Height & in Confined Space", "Keep your hands safe" e "Life saving rules". Molte di queste campagne rientrano in un piano più ampio finalizzato all'eliminazione degli infortuni mortali: il programma "We Want Zero".

Un altro aspetto di grande attenzione per Saipem è, da sempre, la formazione HSE. Si lavora continuamente 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 certificano la conformità del sistema di gestione HSE agli standard internazionali ISO 14001 (Ambiente) e OHSAS 18001 (Salute e Sicurezza). Sia Saipem SpA che altre società del Gruppo hanno già conseguito e mantenuto negli anni questi importanti traguardi. Attività di controllo HSE sono pianificate ed effettuate direttamente o indirettamente anche ai contrattisti più significativi.

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 le relative procedure e standard di Risk Management in essere, e ai rapporti di Security redatti in accordo con le Linee Guida e i Corporate Standard sulle attività di Security vigenti. Il modello di valutazione dei rischi adottato da Saipem è in linea con il dettato del D.Lgs. n. 81/2008 secondo il quale ogni Datore di Lavoro deve dotarsi di strumenti idonei alla riduzione e, ove possibile, all'eliminazione dei rischi. In particolare l'art. 28, con riferimento ai cosiddetti "rischi atipici" stabilisce che "La valutazione del rischio .../... 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...". I rischi di Security ascrivibili alla categoria dei cosiddetti rischi "atipici" possono essere ricondotti ai rischi derivanti da azioni antiggiuridiche di persone fisiche o giuridiche, che espongono l'azienda e il suo patrimonio, di persone, beni e immagine a potenziali danni.

Per la gestione dei rischi di Security nei Paesi in cui Saipem è esposta, la Società 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 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 antiggiuridiche 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. In particolare, il sistema di Security aziendale, creato tenendo conto delle peculiarità del business di Saipem, è caratterizzato da:

- la presenza di una forte struttura centralizzata dedicata a seguire e indirizzare le tematiche di Security con un capillare presidio locale dotato di adeguate deleghe e risorse;
- un sistema informativo strutturato finalizzato a supportare le attività di Security Risk Management sia nella fase commerciale che nella fase esecutiva dei progetti;
- il coordinamento delle attività di training, pianificazione, reporting e audit in materia di Security.

Saipem nel suo ruolo di contrattista internazionale assicura così l'applicazione di elevati standard di Security in linea con i requisiti aziendali e dei committenti e le best practice internazionali per mezzo della Funzione Security che supporta la linea operativa in tutte le fasi contrattuali da quella commerciale a quelle esecutive, affinché le attività operative si svolgano in un adeguato ambito di sicurezza per il personale e per gli asset aziendali.

Rischi specifici di progetto

La funzione Industrial Risk Management si è strutturata al fine di poter garantire alla Società il presidio competente delle seguenti attività:

- assicurare l'applicazione della metodologia di Risk Management sia in fase commerciale che 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 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 ren-

dere 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.
- Polizze "Employer's Liability" e "Personal Accident": coprono rispettivamente la responsabilità del datore di lavoro e i rischi infortuni dei propri dipendenti sulla base delle normative obbligatorie previste in ogni Paese nel quale il Gruppo opera.

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, general-

mente, sono i clienti che mantengono contrattualmente la responsabilità dell'assicurazione.

Nei casi in cui tale responsabilità sia invece richiesta al contraffittista, 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 2015 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 2015 fra le controllate Saipem rientrano nella previsione regolamentare venti 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;
- Boscongo SA;
- Saimexicana SA de Cv.

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

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 10 dell'art. 2.6.2. del Regolamento dei Mercati Organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA, il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 10 marzo 2015 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 10 marzo 2015 aveva verificato che la composizione dello stesso Consiglio, nominato con l'Assemblea del 6 maggio 2014 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 Remunerazione e Nomine, Comitato per il Controllo e Rischi) erano composti esclusivamente da amministratori indipendenti.

A seguito della nomina del Consiglio di Amministrazione da parte dell'Assemblea del 30 aprile 2015, il Consiglio di Amministrazione del 30 aprile stesso ha 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 15 maggio 2015 ha nominato i componenti dei comitati costituiti in seno al Consiglio stesso; i comitati previsti dal Codice di Autodisciplina (Comitato Remunerazione e Nomine, Comitato per il Controllo e Rischi) 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 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 43 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 43 "Rapporti con parti correlate" delle "Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato".

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

In data 8 luglio il cliente South Stream Transport BV, dopo aver sospeso il contratto il 30 dicembre 2014 e riattivato parzialmente l'8 maggio 2015, ha definitivamente cancellato per convenienza il contratto South Stream che prevedeva le attività di ingegneria di installazione e la costruzione della prima linea del gasdotto sottomarino che attraverserà il Mar Nero dalla Russia alla Turchia.

In data 18 luglio si è perfezionata la cessione per la rottamazione della piattaforma semisommergibile Scarabeo 4 a Simsekler Gida Gemi Sokum Ins in Turchia.

"Fit for the future": piano di rilancio Saipem

Nell'attuale scenario del prezzo del petrolio le prospettive del settore oil service sono in continuo deterioramento. La focalizzazione dei clienti sul raggiungimento dei propri obiettivi di riduzione dei costi si traduce in un irrigidimento dell'approccio negoziale da parte dei clienti, in una costante pressione sui margini della supply chain, in un ritardo nell'assegnazione di nuovi progetti e in alcuni casi nella cancellazione di progetti sanzionati.

Al fine di massimizzare la propria capacità di competere e creare valore in questo nuovo contesto di mercato, Saipem si è dotata di un piano di rilancio e taglio costi, che porterà saving cumulati di 1.300 milioni di euro tra il 2015 e il 2017.

Questo programma si articola attraverso una razionalizzazione del portafoglio di asset della Società per rifocalizzarla su Paesi e attività a maggior valore aggiunto. In termini di presenza geografica verrà assicurato l'appropriato dimensionamento delle operazioni produttive in alcuni Paesi tra i quali Canada e Brasile. In termini di flotta navale sono stati individuati 5 mezzi da dismettere poiché non assicurano opportunità commerciali nel mutato contesto. È inoltre in corso una revisione dei processi e dell'organiz-

zazione di Saipem, al fine di aumentare la rapidità e l'efficienza delle operazioni.

Come conseguenza di queste misure, tra il 2015 e il 2017 si prevede una riduzione della forza lavoro dell'azienda di 8.800 persone, prevalentemente riconducibile al completamento di alcune grosse commesse e alla razionalizzazione delle attività di business e della presenza geografica dell'azienda.

Il piano di rilancio comporta anche una rifocalizzazione del piano di investimenti, con effetti già sul capex per il 2015, ora previsto al di sotto dei 600 milioni di euro.

Maggiori approfondimenti sul progetto di rilancio di Saipem verranno forniti con un aggiornamento del piano strategico entro la data dell'annuncio del terzo trimestre.

Evoluzione prevedibile della gestione

In uno scenario del prezzo del petrolio che continua a dimostrarsi sfavorevole, i risultati dell'anno 2015 verranno impattati dalla cancellazione del contratto South Stream e dalle svalutazioni effettuate nel semestre.

Saipem prevede ricavi di 12 miliardi di euro, in linea con la parte bassa del range precedentemente comunicato. L'EBIT è previsto intorno al valore di -450 milioni di euro. Il risultato netto reported è atteso a -800 milioni di euro.

Gli investimenti tecnici saranno inferiori a 600 milioni di euro, con un risparmio di circa 50 milioni di euro rispetto alle precedenti indicazioni di lungo termine, grazie alle misure adottate per migliorare l'efficienza.

Infine, il debito netto di fine 2015 è atteso inferiore a 5 miliardi di euro, escludendo l'impatto della fluttuazione dei tassi di cambio. Sulla base dei tassi di cambio correnti, ci aspettiamo che l'impatto di cassa di copertura pari a circa 500 milioni di euro sul debito netto di fine anno.

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;
- special item: rappresentano (i) eventi od operazioni il cui accadimento non è ricorrente; (ii) eventi od operazioni non rappresentativi della normale attività di business.

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)	31.12.2014		30.06.2015	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
A) Attività materiali nette		7.601		7.383
Nota 8 - Immobili, impianti e macchinari	7.601		7.383	
B) Attività immateriali nette		760		758
Nota 9 - Attività immateriali	760		758	
C) Partecipazioni		112		107
Nota 10 - Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	120		124	
Ricl. da E] - fondo copertura perdite di imprese partecipate	(8)		(17)	
D) Capitale circolante		576		1.116
Nota 3 - Crediti commerciali e altri crediti	3.391		3.466	
Ricl. a I] - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(58)		(32)	
Nota 4 - Rimanenze	2.485		2.531	
Nota 5 - Attività per imposte sul reddito correnti	317		311	
Nota 6 - Attività per altre imposte correnti	307		399	
Nota 7 - Altre attività correnti	520		359	
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	297		482	
Nota 13 - Altre attività non correnti	115		111	
Nota 15 - Debiti commerciali e altri debiti	(5.669)		(5.788)	
Nota 16 - Passività per imposte sul reddito correnti	(134)		(128)	
Nota 17 - Passività per altre imposte correnti	(184)		(181)	
Nota 18 - Altre passività correnti	(838)		(380)	
Nota 22 - Passività per imposte differite	(40)		(29)	
Nota 23 - Altre passività non correnti	(2)		(5)	
Nota 24 - Attività destinate alla vendita	69		-	
E) Fondi per rischi e oneri		(210)		(247)
Nota 20 - Fondi per rischi e oneri	(218)		(264)	
Ricl. a C] - fondo copertura perdite di imprese partecipate	8		17	
F) Fondo per benefici ai dipendenti		(237)		(240)
Nota 21 - Fondi per benefici ai dipendenti	(237)		(240)	
CAPITALE INVESTITO NETTO		8.602		8.877
G) Patrimonio netto		4.137		3.288
Nota 26 - Patrimonio netto di Saipem	4.137		3.288	
H) Capitale e riserve di terzi		41		58
Nota 25 - Capitale e riserve di terzi azionisti	41		58	
I) Indebitamento finanziario netto		4.424		5.531
Nota 1 - Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.602)		(1.429)	
Nota 2 - Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(9)		(8)	
Nota 14 - Passività finanziarie a breve termine	2.186		3.037	
Nota 19 - Passività finanziarie a lungo termine	3.314		3.477	
Nota 19 - Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	594		487	
Ricl. da D] - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 3)	(58)		(32)	
Ricl. da D] - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 11)	(1)		(1)	
COPERTURE		8.602		8.877

Voci del conto economico riclassificato

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

- le voci "proventi finanziari" (516 milioni di euro), "oneri finanziari" (-607 milioni di euro) e "strumenti derivati" (-19 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" (382 milioni di euro), "svalutazioni nette di attività materiali e immateriali" (211 milioni di euro), "altre variazioni" (-117 milioni di euro) ed "effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto" (11 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" (487 milioni di euro);
- le voci "interessi passivi" (96 milioni di euro), "imposte sul reddito" (13 milioni di euro) e "interessi attivi" (-3 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" (106 milioni di euro);
- le voci relative ai "debiti commerciali" (-41 milioni di euro), ai "crediti commerciali" (277 milioni di euro), ai "fondi per rischi e oneri" (37 milioni di euro), alle variazioni delle "rimanenze" (6 milioni di euro) e alle "altre attività e passività" (-613 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" (-334 milioni di euro);

- le voci "dividendi incassati" (4 milioni di euro), "interessi incassati" (7 milioni di euro), "imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati" (-102 milioni di euro) e "interessi pagati" (-97 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" (-188 milioni di euro);
- le voci relative agli investimenti in "attività materiali" (265 milioni di euro) e "attività immateriali" (3 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa degli investimenti nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "investimenti tecnici" (268 milioni di euro);
- le voci relative ai disinvestimenti in "titoli" (1 milione di euro) e disinvestimenti in "crediti finanziari" (27 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" (28 milioni di euro);
- le voci "assunzione di debiti finanziari non correnti" (739 milioni di euro), "incremento (decremento) di debiti finanziari correnti" (551 milioni di euro) e "rimborsi di debiti finanziari non correnti" (-473 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" (817 milioni di euro).

Le altre voci sono direttamente riconducibili allo schema obbligatorio.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato



saipem

Stato patrimoniale

[milioni di euro]	Nota	31.12.2014		30.06.2015	
		Totale	di cui verso parti correlate ⁽¹⁾	Totale	di cui verso parti correlate ⁽¹⁾
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(N. 1)	1.602	885	1.429	678
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(N. 2)	9		8	
Crediti commerciali e altri crediti	(N. 3)	3.391	868	3.466	756
Rimanenze	(N. 4)	2.485		2.531	
Attività per imposte sul reddito correnti	(N. 5)	317		311	
Attività per altre imposte correnti	(N. 6)	307		399	
Altre attività correnti	(N. 7)	520	360	359	218
Totale attività correnti		8.631		8.503	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(N. 8)	7.601		7.383	
Attività immateriali	(N. 9)	760		758	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(N. 10)	120		124	
Altre attività finanziarie	(N. 11)	1		1	
Attività per imposte anticipate	(N. 12)	297		482	
Altre attività non correnti	(N. 13)	115	2	111	12
Totale attività non correnti		8.894		8.859	
Attività destinate alla vendita	(N. 24)	69		-	
TOTALE ATTIVITÀ		17.594		17.362	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(N. 14)	2.186	1.873	3.037	2.530
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	594	594	487	487
Debiti commerciali e altri debiti	(N. 15)	5.669	382	5.788	238
Passività per imposte sul reddito correnti	(N. 16)	134		128	
Passività per altre imposte correnti	(N. 17)	184		181	
Altre passività correnti	(N. 18)	838	828	380	344
Totale passività correnti		9.605		10.001	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	3.314	3.064	3.477	3.477
Fondi per rischi e oneri	(N. 20)	218		264	
Fondi per benefici ai dipendenti	(N. 21)	237		240	
Passività per imposte differite	(N. 22)	40		29	
Altre passività non correnti	(N. 23)	2	-	5	4
Totale passività non correnti		3.811		4.015	
TOTALE PASSIVITÀ		13.416		14.016	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale e riserve di terzi azionisti	(N. 25)	41		58	
Patrimonio netto di Saipem:	(N. 26)	4.137		3.288	
- capitale sociale	(N. 27)	441		441	
- riserva sopraprezzo delle azioni	(N. 28)	55		55	
- altre riserve	(N. 29)	(209)		(150)	
- utili relativi a esercizi precedenti		4.123		3.905	
- utile [perdita] del periodo		(230)		(920)	
- azioni proprie	(N. 30)	(43)		(43)	
Totale patrimonio netto di Gruppo		4.178		3.346	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		17.594		17.362	

(1) Per il dettaglio "di cui verso parti correlate" si veda la nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Conto economico

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2014		Primo semestre 2015	
		Totale	di cui verso parti correlate ⁽¹⁾	Totale	di cui verso parti correlate ⁽¹⁾
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	(N. 32)	5.966	968	5.373	890
Altri ricavi e proventi	(N. 33)	12	8	1	-
Totale ricavi		5.978		5.374	
Costi operativi					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(N. 34)	(4.126)	(154)	(4.350)	(103)
Costo del lavoro	(N. 35)	(1.197)	-	(1.221)	(1)
Ammortamenti e svalutazioni	(N. 36)	(362)	-	(593)	-
Altri proventi (oneri) operativi		-	-	-	-
RISULTATO OPERATIVO		293		(790)	
Proventi (oneri) finanziari					
Proventi finanziari		333	-	516	-
Oneri finanziari		(373)	(67)	(607)	(80)
Strumenti derivati		(70)	(71)	(19)	(18)
Totale proventi (oneri) finanziari	(N. 37)	(110)		(110)	
Proventi (oneri) su partecipazioni					
Effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto		13	-	(11)	-
Altri proventi su partecipazioni		4	-	18	-
Totale proventi (oneri) su partecipazioni	(N. 38)	17		7	
RISULTATO ANTE IMPOSTE		200		(893)	
Imposte sul reddito	(N. 39)	(64)	-	(13)	-
RISULTATO NETTO		136		(906)	
di competenza:					
- Saipem		136	-	(920)	-
- terzi azionisti	(N. 40)	-	-	14	-
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza Saipem					
[ammontare in euro per azione]					
Utile (perdita) per azione semplice	(N. 41)	0,310	-	(2,094)	-
Utile (perdita) per azione diluito	(N. 41)	0,309	-	(2,093)	-

(1) Per il dettaglio "di cui verso parti correlate" si veda la nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Prospetto del conto economico complessivo

(milioni di euro)	Primo semestre 2014	Primo semestre 2015
Utile (perdita) netto del periodo	136	(906)
Altre componenti del conto economico complessivo		
Componenti non riclassificabili a conto economico		
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti	-	-
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	-	-
Effetto fiscale relativo alle componenti non riclassificabili	-	-
Componenti riclassificabili a conto economico		
Variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge ⁽¹⁾	(48)	(68)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	19	86
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	17	53
Totale altre componenti del conto economico complessivo, al netto dell'effetto fiscale	(13)	71
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	123	(835)
Di competenza:		
- Gruppo Saipem	123	(852)
- terzi azionisti	-	17

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

Prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto

Patrimonio di pertinenza degli Azionisti della controllante

(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva per soprapprezzo delle azioni	Altre riserve	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva 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) complessivo primo semestre 2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	136	-	136	-	136
Altre componenti del conto economico complessivo														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-	-	-	(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
Utile (perdita) complessivo secondo semestre 2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(366)	-	(366)	(8)	(374)
Altre componenti del conto economico complessivo														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	(15)	-	-	-	(15)	(1)	(16)
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
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	(328)	-	-	-	-	-	(328)	(3)	(331)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	68	-	2	-	-	70	6	76
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto	-	-	(1)	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-

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
Totale utile (perdita) complessivo secondo semestre 2014	-	-	(1)	-	-	(328)	68	(14)	3	(366)	-	(638)	(6)	(644)
Operazioni con gli Azionisti														
Dividendi distribuiti secondo semestre 2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Altri movimenti di patrimonio netto														
Diritti decaduti stock option	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	(1)	-	(1)
Altre variazioni	-	-	-	-	-	(1)	(1)	-	5	-	-	3	-	3
Operazioni under common control	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	(1)	(1)	-	4	-	-	2	(1)	1
Saldi al 31 dicembre 2014	441	55	6	88	-	(275)	(9)	(19)	4.123	(230)	(43)	4.137	41	4.178
Utile (perdita) complessivo primo semestre 2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(920)	-	(920)	14	(906)
Altre componenti del conto economico complessivo														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)	1	-
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	(14)	-	-	-	-	-	(14)	(1)	(15)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	74	-	9	-	-	83	3	86
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2015	-	-	-	-	-	(14)	74	(1)	9	(920)	-	(852)	17	(835)
Operazioni con gli Azionisti														
Dividendi distribuiti primo semestre 2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ripporto a nuovo utile	-	-	-	-	-	-	-	-	(230)	230	-	-	-	-
Apporto interessenza di terzi società Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Totale	-	-	-	-	-	-	-	-	(230)	230	-	-	1	1
Altri movimenti di patrimonio netto														
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3	(1)	2
Operazioni under common control	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3	(1)	2
Saldi al 30 giugno 2015	441	55	6	88	-	(289)	65	(20)	3.905	(920)	(43)	3.288	58	3.346

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2014	Primo semestre 2015
Utile (perdita) del periodo di Gruppo		136	(920)
Risultato di pertinenza di terzi azionisti		-	14
Rettifiche per ricondurre l'utile del periodo al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti	(N. 35)	362	382
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(N. 35)	-	211
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(N. 38)	(13)	11
- (plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni di attività		(3)	(17)
- interessi attivi		(2)	(3)
- interessi passivi		83	96
- imposte sul reddito	(N. 39)	64	13
- altre variazioni		(13)	(117)
Variazioni del capitale di periodo:			
- rimanenze		(835)	6
- crediti commerciali		419	277
- debiti commerciali		(34)	(41)
- fondi per rischi e oneri		(27)	38
- altre attività e passività		95	(614)
<i>Flusso di cassa del capitale di periodo</i>		<i>232</i>	<i>(664)</i>
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		2	-
Dividendi incassati		1	4
Interessi incassati		1	7
Interessi pagati		(78)	(97)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(108)	(102)
Flusso di cassa netto da attività operativa		50	(852)
<i>di cui verso parti correlate</i> ⁽¹⁾	(N. 43)	585	642
Investimenti:			
- attività materiali	(N. 8)	(324)	(265)
- attività immateriali	(N. 9)	(5)	(3)
- partecipazioni	(N. 10)	(2)	(1)
- crediti finanziari		(39)	(1)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento		-	1
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		<i>(370)</i>	<i>(269)</i>
Disinvestimenti:			
- attività materiali		-	-
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		-	-
- partecipazioni		7	97
- crediti finanziari		14	27
- titoli		26	1
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		<i>47</i>	<i>125</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento ⁽²⁾		(323)	(144)
<i>di cui verso parti correlate</i> ⁽¹⁾	(N. 43)	(29)	14

segue **Rendiconto finanziario**

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2014	Primo semestre 2015
Assunzione di debiti finanziari non correnti		504	739
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(207)	(473)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		117	551
		414	817
Apporti netti di capitale proprio da terzi		-	1
Dividendi pagati		(44)	-
Cessione di azioni proprie		-	-
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		370	818
<i>di cui verso parti correlate</i> ⁽¹⁾	(N. 43)	360	963
Effetto delle variazioni dell'area di consolidamento		-	(2)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		5	7
Flusso di cassa netto del periodo		102	(173)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	(N. 1)	1.299	1.602
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	(N. 1)	1.401	1.429

[1] Per il dettaglio "di cui verso parti correlate" si veda la nota 43 "Rapporti con parti correlate".

[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 2014	Primo semestre 2015
Investimenti finanziari:		
- crediti finanziari	(39)	-
	(39)	-
Disinvestimenti finanziari:		
- titoli	26	1
- crediti finanziari	14	27
	40	28
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	1	28

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, cui si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali applicati a partire dal 1° gennaio 2015 e illustrati nella sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2014 "Principi contabili di recente emanazione" a cui si rinvia.

Le note al bilancio sono presentate in forma sintetica.

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base dell'imponibile fiscale 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 joint venture, le partecipazioni in joint operation 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 2015, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Saipem nella riunione del 28 luglio 2015, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della Reconta Ernst & Young SpA. La revisione contabile limitata comporta un'estensio-

ne 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 di cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto delle interesenze 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 31.12.2014	Cambio al 30.06.2015	Cambio medio 2015
USA dollaro	1,2141	1,1189	1,11579
Regno Unito lira sterlina	0,7789	0,7114	0,732325
Algeria dinaro	106,607	110,698	106,76
Angola kwanza	124,884	135,972	121,283
Arabia Saudita riyal	4,55733	4,19622	4,18599
Argentina peso	10,2755	10,1653	9,83968
Australia dollaro	1,4829	1,455	1,42608
Brasile real	3,2207	3,4699	3,31015
Canada dollaro	1,4063	1,3839	1,37736
Egitto lira	8,68519	8,53421	8,43588
India rupia	76,719	71,1873	70,1244
Indonesia rupia	15.076,1	14.938,4	14.469,2
Malesia ringgit	4,2473	4,2185	4,06212
Nigeria naira	223,693	222,697	219,547
Norvegia corona	9,042	8,791	8,64826
Perù new sol	3,63265	3,55333	3,45828
Qatar riyal	4,42155	4,0728	4,0623
Romania nuovo leu	4,4828	4,4725	4,44793
Russia rublo	72,337	62,355	64,6407
Singapore dollaro	1,6058	1,5068	1,50608
Svizzera franco	1,2024	1,0413	1,05673

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 2014.

Modifica dei criteri contabili

Con il regolamento n. 2015/29, emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2014, è stata omologata la modifica allo IAS 19 "Piani a benefici definiti: contributi ai dipendenti", in base alla quale è consentito rilevare i contributi connessi a piani a benefici definiti, dovuti dal dipen-

dente o da terzi, a riduzione del service cost nel periodo in cui il relativo servizio è reso, sempreché tali contributi presentino le seguenti condizioni: (i) siano indicati nelle condizioni formali del piano; (ii) siano collegati al servizio svolto dal dipendente; e (iii) siano indipendenti dal numero di anni di servizio del dipendente (ad esempio i contributi rappresentano una percentuale fissa della retribuzione, oppure un importo fisso per tutto il periodo di lavoro o correlato all'età del dipendente).

Con il regolamento n. 2015/28, emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2014, è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali.

I precedenti regolamenti di omologazione hanno previsto l'entrata in vigore delle modifiche ai principi contabili a partire dal primo esercizio che abbia inizio il, o dopo il, 1° febbraio 2015, fatta salva la possibilità di applicazione anticipata. Le sopra citate disposizioni sono state applicate, in via anticipata, a partire dall'esercizio 2015. L'applicazione di tali disposizioni non ha prodotto effetti significativi.

Le altre modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2015 non hanno prodotto effetti significativi.

Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si fa rinvio a quanto indicato nell'ultima relazione finanziaria annuale. 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 2015

Impresa consolidante

Regione 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

Regione 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.
Snamprogetti Chiyoda sas di Saipem SpA	San Donato Milanese	EUR	10.000	Saipem SpA Soci terzi	99,90 0,10	99,90	C.I.

Estero

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	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	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.
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	Karakiyon District, Mangistau Oblast (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Contractor Llc	100,00	50,00	C.I.
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.

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest, 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 (*)
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	70.000.000	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	Caniçal (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	1.154.796.299	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 Private 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, 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 Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem SA	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 Co 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	60,00	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	203.000	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, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

Imprese collegate e controllate congiunte

Italia

Regione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ASG Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.864	Saipem SpA Soci terzi	55,41 44,59	55,41	P.N.
Baltica Scarl (***)	Roma	EUR	10.000	Saipem SpA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	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.
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.
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.
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.
Ship Recycling Scarl	Genova	EUR	10.000	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	W.I.

Estero

O2 Pearl Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA 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.
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.
KWANDA Suporte Logístico 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.

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest, 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.
S.B.K. Baltica Società Consortile a Responsabilità Limitata Spółka Komandytowa (***)	Danzica (Polonia)	PLN	10.000	Saipem SpA Baltica Scarl Soci terzi	49,00 2,00 49,00	50,00	Co.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	EUR	5.263.495	Sofresid Engineering SA Soci terzi	22,04 77,96	22,04	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.
Saipem Dangote E&C Ltd (***)	Victoria Island - Lagos (Nigeria)	NGN	100.000.000	Saipem International BV Soci terzi	49,00 51,00	49,00	P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	40.000.000	Saipem International BV Soci terzi	40,00 60,00	40,00	P.N.
Saipon Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci terzi	60,00 40,00	60,00	W.I.
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.
SPF - TKP Omifpro Snc	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Saipem SA 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.
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.
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.
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.
Xodus Subsea Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.

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

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

Le società partecipate sono 106 di cui: 59 consolidate con il metodo integrale, 2 consolidate con il metodo del working interest, 42 valutate con il metodo del patrimonio netto e 3 valutate al costo.

Al 30 giugno 2015 le imprese di Saipem SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate e controllate congiunte		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese controllate/joint operation e loro partecipazioni	4	55	59	1	1	2
Consolidate con il metodo integrale	4	55	59	-	-	-
Consolidate con il metodo del working interest	-	-	-	1	1	2
Partecipazioni di imprese consolidate ⁽¹⁾	-	3	3	9	33	42
Valutate con il criterio del patrimonio netto	-	3	3	7	32	39
Valutate con il criterio del costo	-	-	-	2	1	3
Totale imprese	4	58	62	10	34	44

(1) Le partecipazioni di imprese controllate/joint operation valutate con il metodo del patrimonio netto o con il metodo del costo riguardano le imprese non significative e le imprese in cui il consolidamento non produce effetti significativi.

Variazioni dell'area di consolidamento

Nel corso dei primi sei mesi del 2015 non sono intervenute variazioni significative nell'area di consolidamento del Gruppo rispetto alla relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2014. Le variazioni intervenute sono esposte nel seguito in ordine di accadimento.

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

- la società **Construction Saipem Canada Inc**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata fusa per incorporazione nella società Saipem Canada Inc;
- la società **O2 Pearl Snc**, precedentemente consolidata con il metodo del working interest, è stata valutata con il metodo del patrimonio netto per sopraggiunta irrilevanza;
- la società **SPF - TKP Omifpro Snc**, precedentemente consolidata con il metodo del working interest, è stata valutata con il metodo del patrimonio netto per sopraggiunta irrilevanza;
- è stata costituita la società **Baltica Scarl**, con sede in Italia, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- la società **Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC**, precedentemente valutata con il metodo del costo, è stata ceduta a terzi;
- la società **Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA**, precedentemente valutata con il metodo del costo, è stata ceduta a terzi;
- è stata costituita la società **S.B.K. Baltica Società Consortile a Responsabilità Limitata Spółka Komandytowa**, con sede in Polonia, valutata con il metodo del costo;
- la società **Saipem UK Ltd**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- la società **Barber Moss Ship Management AS**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata ceduta a terzi;
- è stata costituita la società **Saipem Dangote E&C Ltd**, con sede in Nigeria, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- la società **PLNG 9 Snc di Chiyoda Corp e Servizi Energia Italia SpA**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese.

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.429 milioni di euro diminuiscono di 173 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 (1.602 milioni di euro). Le disponibilità liquide di fine periodo, denominate in euro per il 29%, in dollari USA per il 41% e in altre valute per il 30%, hanno trovato remunerazione a un tasso medio dello 0,295% e sono riferibili per 678 milioni di euro (885 milioni di euro al 31 dicembre 2014) a depositi presso società finanziarie del Gruppo Eni. La voce include denaro e valori in cassa per 5 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Le disponibilità presso due conti correnti della controllata Saipem Contracting Algérie SpA (per un totale di 87 milioni di euro equivalenti al 30 giugno 2015) sono oggetto, dal febbraio 2010, di un blocco dei movimenti bancari a seguito di un'investigazione su terzi. Rispetto alla situazione al 31 dicembre 2014, la variazione in diminuzione di 3 milioni di euro nell'importo bloccato è dovuta a differenze cambio.

La controllata Saipem Canada Inc ha inoltre depositato 7 milioni di euro equivalenti su fondi fiduciari a fronte di dispute con alcuni fornitori.

Le disponibilità esistenti al 30 giugno 2015 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)	31.12.2014	30.06.2015
Italia	173	225
Resto d'Europa	1.069	807
CSI	11	16
Medio Oriente	97	159
Estremo Oriente	33	45
Africa Settentrionale	104	94
Africa Occidentale e Resto Africa	79	36
Americhe	36	47
Totale	1.602	1.429

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 109.

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le altre attività negoziabili o disponibili per la vendita, pari a 8 milioni di euro (9 milioni di euro al 31 dicembre 2014), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	6	5
Titoli quotati emessi da istituti finanziari	3	3
Totale	9	8

I titoli di 5 milioni di euro emessi da Stati sovrani al 30 giugno 2015 si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore nominale	Fair value	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's
Tasso fisso					
Francia	3	3	2,50	2018	AA+
Spagna	2	2	3,75	2020	BBB
Totale	5	5			

I titoli per 3 milioni di euro emessi da istituti finanziari hanno classe di rating Aaa (Moody's).

3 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti di 3.466 milioni di euro (3.391 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Crediti commerciali	2.808	2.716
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	3	3
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	58	32
Acconti per servizi	341	465
Altri crediti	181	250
Totale	3.391	3.466

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 230 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2014	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2015
Crediti commerciali	110	135	(36)	3	-	212
Altri crediti	36	-	(18)	-	-	18
Totale	146	135	(54)	3	-	230

I crediti commerciali di 2.716 milioni di euro diminuiscono di 92 milioni di euro principalmente per effetto della svalutazione effettuata su una quota di crediti scaduti a fronte del deterioramento del rischio paese.

Al 30 giugno 2015 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto senza notifica di crediti commerciali, anche non scaduti, per un importo di 366 milioni di euro (512 milioni di euro al 31 dicembre 2014). Saipem provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e al trasferimento delle somme ricevute alle società di factoring.

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 179 milioni di euro (162 milioni di euro al 31 dicembre 2014), di cui 64 milioni di euro scadenti entro l'esercizio e 115 milioni di euro scadenti oltre l'esercizio.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 3 milioni di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si riferiscono principalmente al credito vantato da Saipem SpA verso Serfactoring SpA.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 32 milioni di euro (58 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si riferiscono principalmente 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 250 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Crediti verso:		
- compagnie di assicurazione	7	3
- personale	29	37
Depositi cauzionali	13	17
Altri crediti	132	193
Totale	181	250

I crediti commerciali e gli altri crediti verso parti correlate sono dettagliati alla nota 43 "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 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 109.

4 Rimanenze

Le rimanenze di 2.531 milioni di euro (2.485 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Materie prime, sussidiarie e di consumo	530	530
Lavori in corso su ordinazione	1.955	2.001
Totale	2.485	2.531

La voce "Materie prime, sussidiarie e di consumo" comprende parti di ricambio per l'attività di perforazione e di costruzione, nonché materiale di consumo destinato a uso interno e non alla vendita, e sono esposte al netto del fondo svalutazione di 48 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2014	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	30.06.2015
Fondo svalutazioni rimanenze materie prime, sussidiarie e di consumo	9	44	(5)	-	48
Totale	9	44	(5)	-	48

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 valutazione dei lavori in corso di ordinazione nel bilancio consolidato semestrale intermedio al 30 giugno 2015 è stato influenzato dai ritardi o cancellazione di progetti già in corso di esecuzione, nonché dall'irrigidimento delle negoziazioni con i committenti per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione dei progetti.

L'ammontare dei lavori in corso su ordinazione è complessivamente allineato al periodo precedente, per il combinato effetto: (i) dell'incremento per l'avanzamento dei progetti nel semestre, in attesa del riconoscimento delle milestone da parte dei committenti, la cui tempistica è influenzata dal prolungamento delle trattative commerciali per la definizione dei lavori aggiuntivi emersi in corso d'opera; (ii) dell'effetto negativo dall'adeguamento di valore su limitati e definiti progetti, anche a causa del mutato approccio negoziale adottato per la definizione di specifiche posizioni.

Le informazioni sui contratti di costruzione, contabilizzati in accordo allo IAS 11, sono riportate alla nota 42 "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 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 109.

5 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti di 311 milioni di euro (317 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Amministrazione finanziaria italiana	150	170
Amministrazioni finanziarie estere	167	141
Totale	317	311

6 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti di 399 milioni di euro (307 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Amministrazione finanziaria italiana	47	79
Amministrazioni finanziarie estere	260	320
Totale	307	399

7 Altre attività correnti

Le altre attività correnti di 359 milioni di euro (520 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	193	136
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	154	82
Altre attività	173	141
Totale	520	359

Al 30 giugno 2015 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato un plusvalore pari a 218 milioni di euro (347 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

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 2015 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura del periodo. Il modello utilizzato è quello del Valore Attuale Netto (VAN); i parametri sono il tasso di cambio spot negoziale e quello alla chiusura del periodo con le relative curve dei tassi di interesse a termine sulle valute negoziate.

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

(milioni di euro)	Attivo 31.12.2014			Attivo 30.06.2015		
	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	192			46		
. vendite	3			105		
Totale	195			151		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(2)			2		
. vendite	-			(7)		
Totale	(2)	2.413	64	(5)	787	4.089
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	-			-		
Totale	-	-	-	-	-	-
Totale contratti derivati qualificati di copertura	193	2.413	64	146	787	4.089
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	135			47		
. vendite	21			36		
Totale	156			83		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	-			1		
. vendite	(2)			(2)		
Totale	(2)	3.367	229	(1)	835	1.183
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. vendite						
Totale			2			-
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	154	3.367	231	82	835	1.183
Totale	347	5.780	295	228	1.622	5.272

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 2015 sono previsti in un arco temporale fino al 2017.

Nel corso del primo semestre del 2015 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 2015, comprensivo della parte a lungo termine illustrato alla nota 13 "Altre attività non correnti", ammonta a 146 milioni di euro (193 milioni di euro al 31 dicembre 2014). A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 151 milioni di euro (195 milioni di euro al 31 dicembre 2014), è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 142 milioni di euro (171 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 9 milioni di euro (24 milioni di euro al 31 dicembre 2014), mentre la componente forward, non designata come strumento di copertura, è stata contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 5 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Il fair value passivo su contratti derivati qualificati di copertura al 30 giugno 2015, indicato alla nota 18 "Altre passività correnti" e comprensivo della parte a lungo termine illustrato alla nota 23 "Altre passività non correnti", ammonta a 221 milioni di euro (556 milioni di euro al 31 dicembre 2014). A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 221 milioni di euro, è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 181 milioni di euro (501 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 40 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Nel corso del primo semestre del 2015 i costi e i ricavi della gestione caratteristica sono stati rettificati per un importo netto negativo di 267 milioni di euro a fronte delle coperture effettuate.

Le altre attività al 30 giugno 2015 ammontano a 141 milioni di euro, con un decremento di 32 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, e sono costituite principalmente da costi non di competenza del periodo.

Le altre attività verso parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Attività non correnti

8 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 7.383 milioni di euro (7.601 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2014	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2014	Valore netto al 31.12.2014	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2015	Saldo finale lordo al 30.06.2015	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2015
Immobili, impianti e macchinari	13.639	6.038	7.601	265	(377)	(211)	(1)	106	-	7.383	14.071	6.688
Totale	13.639	6.038	7.601	265	(377)	(211)	(1)	106	-	7.383	14.071	6.688

Gli investimenti tecnici effettuati nel corso del primo semestre del 2015 ammontano a 265 milioni di euro (324 milioni di euro nel primo semestre 2014) e hanno principalmente riguardato:

- per l'Engineering & Construction Offshore 80 milioni di euro, relativi principalmente a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'Engineering & Construction Onshore 16 milioni di euro, relativi all'acquisto di equipment e il mantenimento dell'asset base;
- per il Drilling Offshore 107 milioni di euro, relativi principalmente ai lavori di rimessa delle navi di perforazione Saipem 10000 e Saipem 12000 e del mezzo di perforazione autosollevante Perro Negro 8, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per il Drilling Onshore 62 milioni di euro, relativi a upgrading dell'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 106 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 2015 garanzie reali.

Il totale degli impegni su investimenti in corso di esecuzione alla data del 30 giugno 2015 ammonta a 144 milioni di euro (174 milioni di euro al 31 dicembre 2014), come indicato nel paragrafo "Gestione dei rischi d'impresa" della "Relazione intermedia sulla gestione".

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono beni condotti in locazione finanziaria per 30 milioni di euro equivalenti, riferiti a contratti di locazione finanziaria per l'utilizzo di due impianti di perforazione terra in Arabia Saudita.

In coerenza con la necessità di ripensare la strategia produttiva attraverso una razionalizzazione delle yard di fabbricazione e dei mezzi navali non più adeguati al mutato scenario di mercato e con le linee guida definite nel piano di rilancio "Fit for the future", nel corso del primo semestre del 2015 sono stati svalutati e destinati alla rottamazione i mezzi Scarabeo 4, Castoro Sette, S355 e Saibos 230 per un totale di 41 milioni di euro e sono state svalutate alcune parti di due yard di fabbricazione che non troveranno impiego in attività future per un totale di 170 milioni di euro. Infine, a seguito della revisione del piano di ammortamento al 31 dicembre 2014, al 30 giugno 2015 risulta completamente ammortizzato il mezzo Semac 1 destinato alla rottamazione.

Nel rivedere i propri indicatori di impairment, il Gruppo prende in considerazione, tra gli altri fattori, la relazione tra la propria capitalizzazione di mercato e il proprio patrimonio netto contabile. Al 30 giugno 2015 la capitalizzazione di mercato del Gruppo era al di sopra del valore contabile del patrimonio netto

alla stessa data. Nonostante ciò, stante l'ammontare delle svalutazioni effettuate nel semestre su "Attività materiali" destinate alla rottamazione e/o che non costituiscono CGU autonome e sui "Lavori in corso", e a causa del perdurare di un contesto di mercato caratterizzato da bassi prezzi del petrolio e grande volatilità, il management ha ritenuto opportuno aggiornare il test di impairment su tutte le cash generating unit. In particolare, le cash generating unit sono rappresentate da due unità di floating production (leased FPSO), dalle altre attività del segmento E&C Offshore, dal segmento E&C Onshore, dal segmento Drilling Onshore e dai singoli mezzi navali di perforazione mare (15 distinti offshore rig).

Sulla base delle analisi effettuate il valore di iscrizione delle cash generating unit oggetto del test risulta recuperabile tramite l'uso.

9 Attività immateriali

Le attività immateriali di 758 milioni di euro (760 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2014	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2014	Valore netto al 31.12.2014	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Ripristini di valore	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2015	Saldo finale lordo al 30.06.2015	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2015
Attività immateriali a vita utile definita	191	159	32	3	(5)	-	-	-	(1)	-	29	193	164
Altre attività immateriali a vita utile indefinita	728	-	728	-	-	-	-	-	1	-	729	729	-
Totale	919	159	760	3	(5)	-	-	-	-	-	758	922	164

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) e 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)	30.06.2015
E&C Offshore	415
E&C Onshore	314
Totale	729

Il management ha nuovamente testato il valore d'uso delle CGU a cui è allocato il goodwill per verificare la tenuta del valore di libro compreso il goodwill allocato. Il valore recuperabile delle due cash generating unit in oggetto è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa futuri generati da ciascuna delle cash generating unit in esame.

La base di previsione dei flussi di cassa nel periodo esplicito (quattro anni) è il Piano Strategico 2015-2018 aggiornato per riflettere i risultati attesi per il 2015 e nei successivi anni di piano per tenere conto dei trend correnti di business.

Per tutte le cash generating unit il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa futuri al netto delle imposte con un tasso di sconto pari al 5,9% (in riduzione di 1 punto percentuale rispetto al 2014). Tale tasso di sconto tiene conto: (i) di un costo del debito coerente con gli attuali tassi di interesse e con il rating di Eni; (ii) del leverage target di Eni; e (iii) del beta del titolo Saipem.

Per la determinazione del valore terminale (oltre l'orizzonte di previsione esplicita dei flussi) è stato utilizzato un tasso di crescita perpetua, tasso di crescita nullo in termini reali (invariato rispetto al 2014) per riflettere le aspettative di crescita a lungo termine nei business, applicato al flusso terminale normalizzato per tenere conto della ciclicità del business.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati equivalenti a quelli derivati da una valutazione con flussi di cassa e tassi di sconto ante imposte.

La tabella seguente riporta le eccedenze del valore recuperabile delle cash generating unit E&C Offshore ed E&C Onshore rispetto ai corrispondenti valori di libro comprensivi del goodwill a esse riferito.

(milioni di euro)	E&C Offshore	E&C Onshore	Totale
Goodwill	415	314	729
Eccedenza del valore recuperabile sul valore di libro	4.467	1.824	6.291

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile riguardano principalmente il risultato operativo della cash generating unit (dipendente dalla combinazione di diversi fattori quali, ad esempio, i volumi di attività, i prezzi di vendita dei servizi, la marginalità realizzata sui progetti, la struttura dei costi), il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa, il tasso di crescita terminale.

10 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 124 milioni di euro (120 milioni di euro al 31 dicembre 2014) 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
31.12.2014												
Partecipazioni in imprese joint venture e collegate	166	9	(3)	27	(3)	(11)	-	9	-	(74)	120	-
Totale	166	9	(3)	27	(3)	(11)	-	9	-	(74)	120	-
30.06.2015												
Partecipazioni in imprese joint venture e collegate	120	1	-	8	(10)	(1)	-	5	-	1	124	-
Totale	120	1	-	8	(10)	(1)	-	5	-	1	124	-

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate sono dettagliate nel paragrafo "Area di consolidamento al 30 giugno 2015".

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 1 milione di euro riguardano la sottoscrizione del capitale della società Saipem Dangote E&C Ltd.

I proventi da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 8 milioni di euro riguardano per 3 milioni di euro il risultato di periodo della società a controllo congiunto TSGI Mühendislik İnşaat Ltd Şirketi, per 4 milioni di euro il risultato di periodo della società collegata KWANDA Suporte Logistico Lda e altre società per 1 milione di euro.

Gli oneri da valutazione con il metodo del patrimonio netto pari a 10 milioni di euro riguardano per 7 milioni di euro il risultato di periodo delle società a controllo congiunto Petromar Lda (5 milioni di euro) e Xodus Subsea Ltd (2 milioni di euro) e per 3 milioni di euro il risultato di periodo della società collegata Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd.

I decrementi per dividendi di 1 milione di euro riguardano principalmente la società Rosetti Marino SpA.

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

(milioni di euro)	Partecipazione del Gruppo (%)	Valore netto al 31.12.2014	Valore netto al 30.06.2015
Rosetti Marino SpA	20,00	31	31
Petromar Lda	70,00	42	41
Altre		47	52
Totale partecipazioni in imprese joint venture e collegate		120	124

Il totale delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto non include lo stanziamento del fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 17 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

11 Altre attività finanziarie

Al 30 giugno 2015 le altre attività finanziarie a lungo termine ammontano a 1 milione di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2014) 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 482 milioni di euro (297 milioni di euro al 31 dicembre 2014) sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili.

(milioni di euro)	31.12.2014	Accantonamenti (Utilizzi)	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2015
Attività per imposte anticipate	297	279	11	(105)	482
Totale	297	279	11	(105)	482

La voce "Altre variazioni", negativa per 105 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 69 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 4 milioni di euro).

Le attività nette per imposte anticipate si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Imposte sul reddito differite	(314)	(335)
Imposte sul reddito anticipate compensabili	274	306
Passività per imposte differite	(40)	(29)
Attività per imposte anticipate	297	482
Attività (passività) nette per imposte anticipate	257	453

Le imposte sono indicate alla nota 39 "Imposte sul reddito".

13 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti di 111 milioni di euro (115 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	-	10
Altri crediti	16	16
Altre attività non correnti	99	85
Totale	115	111

L'ammontare del fair value dei derivati qualificati come di copertura si riferisce ai contratti su rischio tasso di cambio stipulati principalmente dalle società Saipem SA e Sofresid SA, con controparte il Gruppo Eni e scadenze 2016.

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

Le altre attività non correnti verso parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

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

Le passività finanziarie a breve termine di 3.037 milioni di euro (2.186 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Banche	277	465
Altri finanziatori	1.909	2.572
Totale	2.186	3.037

Le passività finanziarie a breve termine aumentano di 851 milioni di euro. Le passività finanziarie verso banche comprendono 250 milioni di euro, classificati al 31 dicembre 2014 tra le passività finanziarie a lungo termine, relativi a un accordo di finanziamento stipulato nell'esercizio 2014 che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati su dati economici e finanziari di periodo. Il finanziamento è stato riclassificato tra le passività finanziarie a breve termine a seguito del valore negativo dell'EBITDA al 30 giugno 2015, che ha comportato il mancato rispetto di un indice finanziario che consentirebbe all'ente finanziatore di richiedere il rimborso del finanziamento.

Le quote a breve di passività finanziarie a lungo termine di 487 milioni di euro (594 milioni di euro al 31 dicembre 2014) sono commentate alla nota 19 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine".

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

(milioni di euro)

Società erogante	Valuta	31.12.2014			30.06.2015		
		Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
	da		a			da	a
Eni SpA	Euro	124	1,518	1,518	363	1,510	1,510
Eni SpA	Dollaro USA	-	-	-	18	7,000	7,000
Serfactoring SpA	Euro	7	-	-	-	-	-
Serfactoring SpA	Dollaro USA	11	-	-	20	-	-
Serfactoring SpA	Altre	6	-	-	-	-	-
Eni Finance International SA	Euro	697	0,657	2,157	749	0,660	1,510
Eni Finance International SA	Dollaro USA	710	0,821	2,321	632	1,037	1,690
Eni Finance International SA	Dollaro Australiano	197	3,150	3,150	235	2,650	2,650
Eni Finance International SA	Dollaro Canadese	-	-	-	505	2,250	2,250
Eni Finance International SA	Altre	121	variabile		-	-	-
Eni Finance USA	Dollaro USA	-	-	-	8	1,687	1,687
Terzi	Euro	5	1,018	1,018	257	0,940	1,585
Terzi	Dollaro USA	4	1,351	1,571	1	0,417	8,000
Terzi	Altre	304	variabile		249	variabile	
Totale		2.186			3.037		

Al 30 giugno 2015 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 2.478 milioni di euro (2.450 milioni di euro al 31 dicembre 2014). Le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Le passività finanziarie a breve termine verso parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

15 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e altri debiti di 5.788 milioni di euro (5.669 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Debiti commerciali	3.283	3.295
Acconti e anticipi	1.980	1.990
Altri debiti	406	503
Totale	5.669	5.788

I debiti commerciali di 3.295 milioni di euro aumentano di 12 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014.

Gli acconti e anticipi di 1.990 milioni di euro (1.980 milioni di euro al 31 dicembre 2014) 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 1.381 milioni di euro (1.314 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e altri anticipi ricevuti dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di contratti in corso di esecuzione per 609 milioni di euro (666 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

I debiti commerciali e gli altri debiti verso parti correlate sono dettagliati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Gli altri debiti di 503 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Debiti verso:		
- personale	189	293
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	71	54
- compagnie di assicurazione	5	5
- consulenti e professionisti	4	3
- amministratori e sindaci	1	-
Altri debiti	136	148
Totale	406	503

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 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 109.

16 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per altre imposte correnti di 128 milioni di euro (134 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Amministrazione finanziaria italiana	3	12
Amministrazioni finanziarie estere	131	116
Totale	134	128

17 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti di 181 milioni di euro (184 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Amministrazione finanziaria italiana	13	-
Amministrazioni finanziarie estere	171	181
Totale	184	181

18 Altre passività correnti

Le altre passività correnti di 380 milioni di euro (838 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	555	216
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	280	127
Altre passività	3	37
Totale	838	380

Al 30 giugno 2015 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato una passività pari a 343 milioni di euro (835 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

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)	31.12.2014	30.06.2015
Iscrizione fair value attivo su contratti derivati	347	228
Iscrizione fair value passivo su contratti derivati	(836)	(348)
Totale	(489)	(120)

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 2015 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura del periodo. Il modello utilizzato è quello del Valore Attuale Netto (VAN); i parametri sono il tasso di cambio spot negoziale e quello alla chiusura del periodo con le relative curve dei tassi di interesse a termine sulle valute negoziate.

Il fair value relativo all'IRS, pari a una passività di 1 milione di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2014), è classificato nella nota 19 "Passività finanziarie a lungo termine". Il fair value degli interest rate swap è stato calcolato confrontando il valore attuale netto alle condizioni negoziali delle operazioni in essere al 30 giugno 2015 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura dell'esercizio. Il modello utilizzato è il Valore Attuale Netto (VAN), con parametri i tassi di interesse EUR a termine.

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

(milioni di euro)	Passivo 31.12.2014			Passivo 30.06.2015		
	Fair value	Impegni di		Fair value	Impegni di	
		acquisto	vendita		acquisto	vendita
1) Contratti derivati qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse (componente Spot)						
. acquisti	1			1		
Totale	1	250		1	250	
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	27			47		
. vendite	525			173		
Totale	552			220		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(2)			(4)		
. vendite	-			4		
Totale	(2)	582	6.047	-	2.036	2.143
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	5			-		
Totale	5	16	-	-	3	-
Totale contratti derivati qualificati di copertura	556	848	6.047	221	2.289	2.143
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	19			17		
. vendite	261			109		
Totale	280			126		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(1)			(1)		
. vendite	1			2		
Totale	-	290	3.404	1	715	930
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	-			-		
. vendite	-			-		
Totale	-	1	-	-	3	3
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	280	291	3.404	127	718	933
Totale	836	1.139	9.451	348	3.007	3.076

Per l'analisi complessiva del fair value sui derivati di copertura si rimanda alla nota 7 "Altre attività correnti", alla nota 13 "Altre attività non correnti" e alla nota 23 "Altre passività non correnti".

Le altre passività ammontano a 37 milioni di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Le altre passività verso parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Passività non correnti

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

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve di passività a lungo termine, di 3.964 milioni di euro (3.908 milioni di euro al 31 dicembre 2014), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014			30.06.2015		
	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale
Banche	-	250	250	-	-	-
Altri finanziatori	594	3.064	3.658	487	3.477	3.964
Totale	594	3.314	3.908	487	3.477	3.964

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

(milioni di euro)							
Tipo	Scadenza	2016	2017	2018	2019	Oltre	Totale
Altri finanziatori	2016-2024	249	1.059	638	1.487	44	3.477
Totale		249	1.059	638	1.487	44	3.477

Le passività finanziarie a lungo termine di 3.477 milioni di euro aumentano di 163 milioni di euro rispetto al valore al 31 dicembre 2014 (3.314 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	31.12.2014			30.06.2015			Importo	Tasso %
			Importo	Tasso %		Importo	Tasso %			
				da	a		da	a		
Eni SpA	Euro	2015-2017	1.674	2,518	4,950	2.018	2,510	4,950		
Eni Finance International SA	Euro	2015-2024	1.319	0,757	2,507	1.337	0,760	2,510		
Eni Finance International SA	Dollaro USA	2015-2016	665	0,921	4,330	609	0,940	2,687		
Terzi	Euro	2017	250	1,585	1,585	-	-	-		
Totale			3.908			3.964				

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 4.247 milioni di euro (4.189 milioni di euro al 31 dicembre 2014) ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra i seguenti intervalli:

(%)	2014	2015
Euro	0,16-0,36	0,01-0,50
Dollaro USA	0,27-1,28	0,18-0,89

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 750 milioni di euro con scadenza nel 2019.

Le passività finanziarie a lungo termine verso parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "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)	31.12.2014			30.06.2015		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.602	-	1.602	1.429	-	1.429
B. Titoli disponibili per la vendita	9	-	9	8	-	8
C. Liquidità (A+B)	1.611	-	1.611	1.437	-	1.437
D. Crediti finanziari	58	-	58	32	-	32
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	277	-	277	465	-	465
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	-	250	250	-	-	-
G. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	1.873	-	1.873	2.530	-	2.530
H. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	594	3.064	3.658	487	3.477	3.964
I. Altre passività finanziarie a breve termine	36	-	36	42	-	42
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	-	-	-	-	-	-
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	2.780	3.314	6.094	3.524	3.477	7.001
N. Posizione finanziaria netta come da comunicazione Consob n. DEM/6064293/2006 (M-C-D)	1.111	3.314	4.425	2.055	3.477	5.532
O. Crediti finanziari non correnti	-	1	1	-	1	1
P. Indebitamento finanziario netto (N-O)	1.111	3.313	4.424	2.055	3.476	5.531

L'indebitamento finanziario netto include la passività finanziaria relativa al contratto di IRS, mentre non include il fair value su contratti derivati indicato nelle note 7 "Altre attività correnti", 13 "Altre attività non correnti", 18 "Altre passività correnti" e 23 "Altre passività non correnti".

Le disponibilità liquide includono 94 milioni di euro equivalenti depositati su conti correnti bloccati o fondi fiduciari come indicato alla nota 1 "Disponibilità liquide ed equivalenti".

20 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 264 milioni di euro (218 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2014					
Fondo per imposte	55	4	(13)	2	48
Fondo rischi per contenziosi	14	19	(5)	-	28
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	8	4	-	(4)	8
Fondo spese contrattuali e perdite su commesse pluriennali	83	63	(48)	4	102
Altri fondi	44	50	(59)	(3)	32
Totale	204	140	(125)	(1)	218
30.06.2015					
Fondo per imposte	48	1	(4)	-	45
Fondo rischi per contenziosi	28	6	(19)	2	17
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	8	9	-	-	17
Fondo spese contrattuali e perdite su commesse pluriennali	102	88	(26)	-	164
Altri fondi	32	1	(10)	(2)	21
Totale	218	105	(59)	-	264

Il **fondo per imposte** di 45 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 17 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 17 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.

Il **fondo spese contrattuali e perdite su commesse pluriennali** ammonta a 164 milioni di euro e si riferisce alla stima di perdite previste su commesse pluriennali del segmento Engineering & Construction Offshore e Onshore.

Gli **altri fondi** per rischi e oneri ammontano a 21 milioni di euro.

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 109.

21 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti ammontano alla data del 30 giugno 2015 a 240 milioni di euro (237 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

22 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 29 milioni di euro (40 milioni di euro al 31 dicembre 2014) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili che ammontano a 306 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2014	Accantonamenti (Utilizzati)	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2015
Passività per imposte differite	40	145	4	(160)	29
Totale	40	145	4	(160)	29

La voce "Altre variazioni", negativa per 160 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 122 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 6 milioni di euro).

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota 12 "Attività per imposte anticipate".

Perdite fiscali

Le perdite fiscali ammontano a 2.374 milioni di euro (1.427 milioni di euro al 31 dicembre 2014) 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 28% 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
2015	-	-
2016	-	62
2017	-	111
2018	-	60
2019	-	25
Oltre 2019	-	571
Illimitatamente	285	1.260
Totale	285	2.089

23 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti di 5 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	-	4
Debiti commerciali e altri debiti	2	1
Totale	2	5

L'ammontare del fair value dei derivati qualificati come di copertura si riferisce ai contratti su rischio tasso di cambio stipulati dalla Capogruppo e dalla società Saipem SA, con controparte il Gruppo Eni e scadenze 2016.

24 Attività destinate alla vendita

Nel mese di gennaio 2015 la Snamprogetti Netherlands BV ha concluso la cessione delle sue partecipazioni in Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC e Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA. Al 30 giugno 2015 non sono presenti attività destinate alla vendita.

Patrimonio netto**25 Capitale e riserve di terzi azionisti**

Il capitale e riserve di terzi azionisti ammonta al 30 giugno 2015 a 58 milioni di euro (41 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

26 Patrimonio netto di Saipem

Il patrimonio netto di Saipem ammonta al 30 giugno 2015 a 3.288 milioni di euro e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Capitale sociale	441	441
Riserva sopraprezzo delle azioni	55	55
Riserva legale	88	88
Riserva per cash flow hedge	(275)	(289)
Riserva per differenze di cambio	(9)	65
Riserva benefici definiti per dipendenti	(19)	(20)
Altre	6	6
Utili relativi a esercizi precedenti	4.123	3.905
Utile (perdita) dell'esercizio	(230)	(920)
Azioni proprie	(43)	(43)
Totale	4.137	3.288

Il patrimonio netto di Saipem al 30 giugno 2015 comprende riserve distribuibili per 3.830 milioni di euro (3.931 milioni di euro al 31 dicembre 2014). 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 107 milioni di euro.

27 Capitale sociale

Al 30 giugno 2015 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 441.301.574 azioni ordinarie e 109.326 azioni di risparmio.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Saipem SpA ha deliberato in data 30 aprile 2015 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.

28 Riserva sopraprezzo delle azioni

Ammonta al 30 giugno 2015 a 55 milioni di euro ed è invariata rispetto al 31 dicembre 2014.

29 Altre riserve

Le altre riserve al 30 giugno 2015 sono negative per 150 milioni di euro (209 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e si compongono come segue:

(milioni di euro)	31.12.2014	30.06.2015
Riserva legale	88	88
Riserva per cash flow hedge	(275)	(289)
Riserva per differenze di cambio	(9)	65
Riserva benefici definiti per dipendenti	(19)	(20)
Altre	6	6
Totale	(209)	(150)

Riserva legale

Ammonta al 30 giugno 2015 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 negativa per 289 milioni di euro (negativa per 275 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e riguarda la valutazione al fair value dei contratti di copertura dei tassi di interesse, dei contratti di copertura del rischio commodity e della componente "spot" dei contratti di copertura del rischio di cambio e in essere al 30 giugno 2015.

La riserva per cash flow hedge è esposta al netto dell'effetto fiscale di 144 milioni di euro (91 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Riserva per differenze di cambio

La riserva è positiva per 65 milioni di euro (negativa per 9 milioni di euro al 31 dicembre 2014) 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 è negativa per 20 milioni di euro (negativa per 19 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e accoglie le rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti.

La riserva è esposta al netto dell'effetto fiscale di 8 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e si riferisce per un importo positivo di 1 milione di euro a partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Altre

La voce ammonta a 6 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2014). Si riferisce all'attribuzione di una quota parte dell'utile dell'esercizio 2005 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, e la riserva negativa per 1 milione di euro relativa al cash flow hedge delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

30 Azioni proprie

Le azioni proprie in portafoglio ammontano a 43 milioni di euro (43 milioni di euro al 31 dicembre 2014) 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 2014).

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 2015	1.939.832			

Al 30 giugno 2015 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 61.350 azioni 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".

31 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie ammontano a 7.461 milioni di euro (8.169 milioni di euro al 31 dicembre 2014), così suddivise:

(milioni di euro)	31.12.2014			30.06.2015		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese joint venture e collegate	283	184	467	300	180	480
Imprese consolidate	126	2.331	2.457	126	2.115	2.241
Proprie	142	5.103	5.245	24	4.716	4.740
Totale	551	7.618	8.169	450	7.011	7.461

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate ammontano a 2.115 milioni di euro (2.331 milioni di euro al 31 dicembre 2014) 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 sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 109.

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 aggiudicatrici di appalti, in caso di inadempimento di quest'ultime, nonché a rifondere eventuali danni derivanti da tali inadempienze.

Tali impegni, che comportano l'assunzione di un obbligo di fare, garantiscono contratti il cui valore globale ammonta a 45.781 milioni di euro (40.912 milioni di euro al 31 dicembre 2014), comprensivo sia della parte di lavori già eseguiti sia della quota parte del portafoglio ordini residuo al 30 giugno 2015.

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:

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

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 30 giugno 2015 si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	30.06.2015			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività (passività) finanziarie detenute per la negoziazione:				
- strumenti derivati non di copertura	-	(45)	-	(45)
Attività finanziarie disponibili per la vendita:				
- altre attività disponibili per la vendita	8	-	-	8
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura	-	(75)	-	(75)
Totale	8	(120)	-	(112)

Nel semestre chiuso al 30 giugno 2015 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 giudiziari 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 giudiziari 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 relative 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, il 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 del D.Lgs. 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 26 gennaio 2011 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 alla persona giuridica Saipem, in merito alla quale il processo è proseguito.

Il Tribunale di Milano l'11 luglio 2013 ha dichiarato Saipem SpA responsabile dell'illecito amministrativo ascritto e, concessa l'attenuante di cui all'art. 12, n. 2, lett. a) del D.Lgs. n. 231/2001, ha condannato Saipem SpA alla sanzione pecuniaria complessiva di 600.000 euro e al pagamento delle spese processuali, disponendo altresì la confisca della somma pari a 24.530.580 euro, già messa a disposizione della Procura di Milano da Snamprogetti Netherlands BV. Il 19 febbraio 2015 la Corte d'Appello di Milano ha confermato tale sentenza.

Il 3 luglio 2015 Saipem ha presentato ricorso in Cassazione avverso la decisione della Corte d'Appello.

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.

Le decisioni del Tribunale di Milano e della Corte d'Appello di Milano non hanno, in ogni caso, alcun impatto economico-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.

Algeria

Il 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 avviata la raccolta della documentazione e, in data 16 febbraio 2011, Saipem ha proceduto al deposito di quanto richiesto.

Il 22 novembre 2012 la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano ha notificato a Saipem un'informativa di garanzia per asserito 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" il 30 novembre 2012, due ulteriori "Richieste di consegna" il 18 dicembre 2012 e 25 febbraio 2013, e un decreto di perquisizione il 16 gennaio 2013.

Il 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 fino a epoca successiva al marzo 2010, relativamente ad alcuni contratti che la Società ha acquisito in Algeria.

Nell'ambito di tale procedimento risultano coinvolti, tra gli altri, 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 del procedimento. Saipem ha provveduto, d'accordo con gli Organi di Controllo interni e l'Organismo di Vigilanza della 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 il 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.

Il 14 giugno 2013, 8 gennaio e 23 luglio 2014 la Procura della Repubblica di Milano ha notificato le "Richieste di proroga" delle indagini preliminari. Il 24 ottobre 2014 è stata notificata una richiesta di incidente probatorio, avanzata dalla Procura della Repubblica di Milano, avente a oggetto l'interrogatorio dell'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction di Saipem e di un ulteriore ex-dirigente di Saipem, entrambi indagati nel procedimento penale. A seguito dell'accoglimento della richiesta, il Giudice per le Indagini Preliminari di Milano ha fissato le udienze dell'1 e 2 dicembre 2014. Il 15 gennaio 2015 la Procura della Repubblica di Milano ha notificato presso lo studio del difensore di Saipem SpA l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art. 415-bis del codice di procedura penale. Lo stesso provvedimento è stato notificato, oltre che a Saipem SpA, a 8 persone fisiche e alla persona giuridica Eni SpA. L'avviso, oltre alla fattispecie di reato già ipotizzata dalla Procura [corruzione internazionale], menziona come fattispecie delittuosa ipotizzata a carico di 7 persone fisiche, anche la violazione dell'art. 3 del decreto legislativo 10 marzo 2000, n. 74 ["dichiarazione fraudolenta"], in relazione alla registrazione nella contabilità Saipem SpA di "costi di intermediazione derivanti dal contratto agency agreement con Pearl Partners sottoscritto in data 17 ottobre 2007, nonché dall'Addendum n. 1 to the agency agreement sottoscritto in data 12 agosto 2009" con asserita conseguente indicazione "nelle dichiarazioni consolidate nazionali di Saipem SpA [di] elementi attivi per un ammontare inferiore a quello effettivo, come segue: anno 2008: -85.935.000 euro; anno 2009: -54.385.926 euro". Il 5 febbraio 2015 il Nucleo di Polizia Tributaria di Milano ha avviato una verifica fiscale nei confronti di Saipem SpA che, per quanto riportato nel processo verbale di verifica del 6 febbraio 2015, è svolta: "a) a fini Ires e Irap, per i periodi di imposta dal 1° gennaio 2008 al 31 dicembre 2010, tra l'altro riscontrando gli aspetti fiscalmente rilevanti scaturenti dalle verifiche confluite nel procedimento penale n. 58461/14 - mod. 21, radicato presso la Procura della Repubblica del Tribunale Ordinario di Milano (Sostituti Procuratori Fabio De Pasquale, Giordano Baggio e Isidoro Palma) [n.d.r. cd. vicenda Algeria]. (omissis) b) finalizzata, per il solo periodo di imposta 2010, a rilevare i rapporti economici intrattenuti con le imprese residenti o localizzate in Stati o territori non appartenenti all'Unione Europea, aventi regimi fiscali privilegiati (articolo 110, commi 10 e ss. del TUIR); - ai fini del controllo delle norme circa la regolare posizione del personale dipendente e dei collaboratori, per l'annualità 2015 (fino al giorno dell'accesso)". In relazione al punto a) di tale verifica fiscale, sopra riportato, il 14 aprile 2015 la Guardia di Finanza ha notificato a Saipem SpA un processo verbale di constatazione ("PVC"), nel quale sono ritenuti non deducibili come asseriti "costi da reato" [art. 14, comma 4-bis, legge n. 437/1993] all'intermediario:

- gli importi corrisposti negli anni 2008 e 2009 da Snamprogetti SpA e Saipem SpA a Pearl Partners per circa 140 milioni di euro;
- nonché circa 41,5 milioni di euro di costi asseritamente sovrappagati a Saipem SpA da un subappaltatore negli anni 2009 e 2010.

Saipem SpA non ha condiviso i rilievi contenuti nel PVC e il 12 giugno 2015 ha presentato le proprie osservazioni difensive (ai sensi dell'art. 12, comma 5 della legge n. 212/2000, Statuto del Contribuente) con richiesta di archiviazione all'Agenzia delle Entrate, Direzione Regionale della Lombardia, Ufficio Grandi Contribuenti, alla quale il PVC era stato trasmesso dalla Guardia di Finanza. Il 9 luglio 2015 l'Agenzia delle Entrate, Direzione Regionale della Lombardia, Ufficio Grandi Contribuenti, ha notificato a Saipem 4 avvisi di accertamento relativamente a Ires e Irap per gli anni 2008 e 2009. Gli importi complessivamente richiesti nei 4 accertamenti per imposte, interessi e sanzioni ammontano a circa 155 milioni di euro. Saipem presenterà ricorso alla Commissione Tributaria Provinciale nei termini di legge, chiedendo nel merito l'annullamento degli accertamenti e in sede cautelare la sospensione dell'esecutività degli stessi.

Il 26 febbraio 2015 il Giudice dell'Udienza Preliminare di Milano ha notificato presso lo studio del difensore di Saipem SpA l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare unitamente alla richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano l'11 febbraio 2015. Lo stesso provvedimento è stato notificato, oltre che a Saipem SpA, a 8 persone fisiche e alla persona giuridica Eni SpA. Il Giudice dell'Udienza Preliminare ha fissato l'udienza per il giorno 13 maggio 2015. Nel corso di tale udienza l'Agenzia delle Entrate si è costituita parte civile nel procedimento, mentre altre richieste di costituzione di parte civile sono state respinte.

Il Giudice dell'Udienza Preliminare ha accolto l'istanza di rinvio, formulata dalle difese al fine di poter esaminare l'ampia documentazione depositata dalla Procura nell'imminenza dell'udienza, fissando per la continuazione del procedimento l'udienza del 12 giugno, nel corso della quale è iniziata la discussione del Pubblico Ministero. Le successive udienze dinanzi al Giudice dell'Udienza Preliminare si sono tenute il 10, il 21 e il 22 luglio 2015. Il Giudice dell'Udienza Preliminare ha fissato l'udienza del 30 settembre 2015 per la lettura della propria decisione sulla richiesta di rinvio a giudizio.

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 29 novembre 2015, 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 ha fornito riscontro.

Si segnala, inoltre, che in Algeria, in relazione alle modalità di assegnazione del contratto GK3 da parte di Sonatrach, è in corso un procedimento (cd. inchiesta “Sonatrach 1”) avviato nel 2010 con riferimento al quale alcuni conti correnti in valuta locale di Saipem Contracting Algérie SpA sono stati bloccati. Successivamente alcuni di questi conti correnti sono stati sbloccati e tuttora ne rimangono bloccati due in dinari algerini per un saldo totale equivalente a 86.840.646 euro (importo calcolato al cambio del 30 giugno 2015). Tali conti correnti sono relativi, rispettivamente, al progetto GK3 e al progetto MLE. 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 4.539.405 euro equivalenti (importo calcolato al cambio del 30 giugno 2015). In relazione a tale inchiesta sulle modalità di assegnazione del contratto GK3 nel 2012, in occasione di rinvio alla “Chambre d’accusation” presso la Corte di Algeri, Saipem Contracting Algérie SpA ha ricevuto una comunicazione che formalizza 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 aprile 2013 e nel mese di ottobre 2014 la Corte Suprema algerina ha rigettato la richiesta di sblocco dei citati conti correnti che Saipem Contracting Algérie SpA aveva presentato sin dal 2010. Gli atti sono stati quindi trasmessi al Tribunale di Algeri che, all’udienza del 15 marzo 2015, ha rinviato il procedimento alla successiva sessione penale tenutasi il 7 giugno 2015. Nel corso di tale udienza, stante l’assenza di alcuni testimoni, il Tribunale ha rinviato d’ufficio il processo alla successiva sessione penale il cui inizio è previsto per il mese di ottobre 2015.

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 (cd. inchiesta “Sonatrach 2”) *“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 relativi alle società Saipem Contracting Algérie SpA, Saipem SpA e Saipem SA.

Kuwait

Il 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; ciò in quanto, alla luce delle contestazioni descritte negli atti, Saipem SpA appare parte lesa in relazione alle presunte condotte illecite oggetto dell’indagine.

Saipem SpA ha tempestivamente provveduto, sentito anche il parere del proprio legale, d’accordo con l’Organismo di Vigilanza della 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. Il 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 esito positivo per Snamprogetti: la società non è stata, infatti, 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. All’udienza del 20 settembre 2011 è stato depositato il dispositivo della sentenza che ha previsto 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. Il 19 dicembre 2011 è stata depositata in cancelleria la motivazione della sentenza. Le parti condannate hanno provveduto a impugnarne tempestivamente il suddetto provvedimento. Il 24 ottobre 2013 la Corte d’Appello di Milano ha pronunciato sentenza, sostanzialmente confermando la decisione 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. Gli imputati hanno proposto ricorso in Cassazione. L’udienza avanti la Corte di Cassazione è fissata per il 30 settembre 2015.

Fos Cavaou

Con riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), il cliente Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou ("STMFC", oggi Fosmax LNG) nel gennaio 2012 ha avviato un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti del 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 prorogarne la scadenza.

Con memoria presentata a sostegno della propria richiesta, Fosmax ha richiesto 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 (cd. "mise en régie"). Della somma totale richiesta, circa 142 milioni di euro erano ascrivibili a perdita di profitto, voce contrattualmente esclusa dai danni risarcibili salvo il caso di dolo o colpa grave. STS ha depositato la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingenerenza di Fosmax LNG nell'esecuzione dei lavori e per il 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. Sulla base del lodo depositato dal Collegio Arbitrale il 13 febbraio 2015, Fosmax LNG in data 30 aprile 2015 ha corrisposto a STS la somma, comprensiva di interessi, di 84.349.554,92 euro. La quota di tale somma di spettanza di Saipem SA è pari al 50%. Il 26 giugno 2015 Fosmax LNG ha impugnato il lodo avanti il Consiglio di Stato francese, chiedendone l'annullamento sull'asserito presupposto che il Collegio Arbitrale avrebbe erroneamente applicato alla materia il diritto privato in luogo del diritto pubblico. Entro 60 giorni dalla notifica STS potrà sottoporre le proprie osservazioni al Consiglio di Stato.

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

Con 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. Il 17 dicembre 2014 Saipem ha depositato la propria "Mémoire en demande" unitamente a tutta la documentazione a supporto della stessa, nella quale le richieste avanzate nei confronti della Cliente sono complessivamente pari a circa 898,5 milioni di euro equivalenti.

Sonatrach e First Calgary Petroleum LP depositeranno le proprie "Mémoires en défense" entro il 14 agosto 2015.

Arbitrato per progetto LPG, Algeria

Con 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. Il Tribunale Arbitrale si è costituito formalmente il 16 settembre 2014 con l'accettazione della nomina da parte del Presidente. Il 13 novembre 2014 le parti hanno trovato un accordo sul calendario della procedura in base al quale Saipem ha depositato la propria "Mémoire en demande" entro il 13 marzo 2015 e Sonatrach dovrà depositare la propria "Mémoire en défense" entro il 14 settembre 2015. Le udienze dovrebbero tenersi nel mese di ottobre 2016.

Arbitrato per progetto LZ2, Algeria

Il 12 maggio 2015 Saipem SpA e Saipem Contracting Algérie SpA (insieme "Saipem") hanno depositato domanda di arbitrato avanti l'International Chamber of Commerce di Parigi (ICC) nei confronti di Sonatrach per il pagamento di 7.339.038 euro e 605.447.169 dinari algerini oltre interessi, a titolo di restituzione di penalità di ritardo illegittimamente applicate, extra works e oneri per il prolungamento del progetto. La domanda è relativa al contratto per la costruzione di un gasdotto tra Hassi R'Mel e Arzew in Algeria, concluso tra Saipem e Sonatrach il 5 novembre 2007 (progetto "LZ2"). Saipem e Sonatrach hanno nominato i propri arbitri e la convenuta depositerà la propria replica entro il 7 settembre 2015.

Corte di Cassazione - Delibera Consob n. 18949 del 18 giugno 2014 - Azioni risarcitorie

Con provvedimento del 18 giugno 2014 (delibera n. 18949) Consob ha deliberato di applicare a Saipem SpA la sanzione amministrativa pecuniaria di 80.000 euro in relazione a un asserito ritardo nell'emissione del profit warning emesso dalla Società il 29 gennaio 2013. Saipem SpA il 28 luglio 2014 ha

presentato ricorso alla Corte d'Appello di Milano per opporsi avverso la citata delibera. Con decreto depositato l'11 dicembre 2014 la Corte d'Appello di Milano ha rigettato l'opposizione proposta da Saipem. Saipem ha presentato ricorso in Cassazione avverso il decreto della Corte d'Appello di Milano. Il 28 aprile 2015, 64 investitori istituzionali – che affermano di avere investito in azioni Saipem dal 13 febbraio 2012 al 14 giugno 2013 – hanno notificato a Saipem SpA una citazione in giudizio dinanzi al Tribunale di Milano per chiedere la condanna della stessa al risarcimento di 174 milioni di euro di asseverati danni. La prima udienza è fissata per il 17 novembre 2015. Saipem SpA si costituirà in giudizio per opporsi a tale richiesta.

Contenziosi fiscali significativi

Saipem SpA

Il 5 febbraio 2015 il Nucleo di Polizia Tributaria di Milano ha avviato una verifica fiscale nei confronti di Saipem SpA, tuttora in corso, che ha portato, il 14 aprile 2015, la Guardia di Finanza a notificare a Saipem SpA un processo verbale di constatazione ("PVC"), del quale si dà ampia informativa nella nota relativa ai contenziosi legali, al paragrafo denominato "Algeria".

Potenziali contenziosi fiscali significativi

Saipem SpA

Nell'ambito della stessa verifica fiscale di cui alla nota precedente, la Guardia di Finanza, il 20 luglio 2015 – in relazione alle spese derivanti da operazioni intercorse nel 2010 con imprese residenti o localizzate in Stati o territori con regime fiscale privilegiato, individuati dal D.M. 23 gennaio 2002 (cd. "costi black list") – ha notificato a Saipem SpA un processo verbale di contestazione a conclusione dei controlli effettuati sulle sopra indicate spese con il quale vengono segnalati all'Agenzia delle Entrate costi, allo stato, ritenuti asseveratamente non deducibili per 235.502.590,30 euro, ai sensi dell'art. 110, comma 10 del TUIR, affinché la stessa proceda con l'istruttoria di verifica prevista dal comma 11 del medesimo articolo. Tale istruttoria potrà portare, in caso di conferma anche parziale delle conclusioni del processo verbale, all'emissione di un avviso di accertamento. Nei 90 giorni successivi all'attivazione dell'istruttoria, Saipem potrà presentare all'Agenzia delle Entrate le proprie osservazioni ed eventuale ulteriore documentazione comprovante una delle esimenti previste dalla norma antielusiva, instaurando altresì un contraddittorio con lo stesso ufficio.

Saipem Drilling Norway AS

A seguito di una verifica fiscale condotta dall'amministrazione norvegese nel periodo gennaio-maggio 2014 sugli esercizi 2012 e 2013, in data 18 dicembre 2014 alla società è stato notificato un verbale con le risultanze preliminari, che non rappresenta un accertamento e non determina quindi nessuna pretesa nei confronti del contribuente. L'ufficio norvegese contesta il valore in base al quale, nel luglio del 2012, il rig Scarabeo 8 fu trasferito da Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda a Saipem Drilling Norway AS, ritenendolo superiore al valore di mercato, e prospetta pertanto una ripresa a tassazione dei maggiori ammortamenti dedotti negli esercizi considerati per 630 milioni di corone norvegesi (72 milioni di euro). Nello stesso verbale viene inoltre proposto un incremento discrezionale dell'imponibile 2012 da parte dell'ufficio per 1,2 miliardi di corone norvegesi (136 milioni di euro), corrispondente al presunto valore negativo del contratto di noleggio dello Scarabeo 8 trasferito da Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda a Saipem Drilling Norway AS. In data 30 aprile 2015 la società ha depositato le proprie controdeduzioni al verbale, contestando le conclusioni dell'amministrazione, e allegando anche un rapporto redatto da uno dei principali analisti del settore Oil&Gas norvegese, nel quale viene estensivamente descritta la situazione del mercato domestico per le attività di perforazione offshore e le sue prospettive al momento dell'acquisto del rig da parte di Saipem Drilling Norway AS. Il rapporto si conclude con una stima del (allora) valore di mercato del mezzo sostanzialmente allineata al prezzo a cui fu effettivamente trasferito tra le società del Gruppo. A seguito dell'emissione del verbale del 18 dicembre 2014, i termini ordinari di prescrizione degli anni sotto verifica sono stati sospesi. L'ufficio può ora proseguire, senza termini definiti, con l'istruttoria di verifica invitando la società a un ulteriore contraddittorio, ovvero emettere l'accertamento definitivo. Nel caso in cui quest'ultimo confermasse, in tutto o in parte, la pretesa notificata con il verbale, la società presenterebbe ricorso innescando pertanto il contenzioso.

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 2014	Primo semestre 2015
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.128	5.365
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	838	8
Totale	5.966	5.373

e hanno la seguente articolazione per area geografica:

(milioni di euro)	Primo semestre 2014	Primo semestre 2015
Italia	292	184
Resto Europa	473	627
CSI	392	855
Medio Oriente	1.246	1.103
Estremo Oriente	570	346
Africa Settentrionale	275	107
Africa Occidentale e Resto Africa	1.130	1.219
Americhe	1.588	932
Totale	5.966	5.373

L'informativa richiesta dallo IAS 11 viene riportata per settore di attività alla nota 42 "Informazioni per settore di attività, per area geografica e contratti di costruzione".

I ricavi di commessa comprendono: il valore iniziale dei ricavi concordati nel contratto, le varianti nel lavoro di commessa e le revisioni prezzi richieste. Le varianti (change order) sono costituite da modifiche del lavoro originario previsto dal contratto chieste dal committente, le revisioni di prezzo (claim) sono costituite da richieste di rimborso per costi non compresi nel prezzo contrattuale. Change order e claim sono inclusi nell'ammontare dei ricavi quando: (a) le contrattazioni con il committente sono in una fase avanzata ed è probabile l'approvazione; e (b) l'ammontare può essere attendibilmente stimato.

L'importo cumulato, cioè prodotto anche in esercizi precedenti, dei corrispettivi aggiuntivi (change order e claim) al 30 giugno 2015, in relazione allo stato di avanzamento dei progetti, è pari a 788 milioni di euro, in riduzione di 254 milioni di euro rispetto al periodo precedente. Le valutazioni dei progetti con posizioni di corrispettivi aggiuntivi superiori a 50 milioni di euro sono state supportate anche da pareri tecnico-legali di consulenti esterni. Il decremento dei ricavi rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio risente della cancellazione di specifici ordini, tra cui South Stream, e del deterioramento del contesto di mercato con particolare riferimento a determinate controparti commerciali, così come illustrato nella Relazione intermedia sulla gestione. I ricavi verso parti correlate sono dettagliati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

33 Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2014	Primo semestre 2015
Indennizzi	2	-
Altri proventi	10	1
Totale	12	1

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 2014	Primo semestre 2015
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	1.172	1.079
Costi per servizi	2.367	2.511
Costi per godimento di beni di terzi	608	622
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(27)	40
Altri oneri	15	95
a dedurre:		
- incrementi di attività materiali per lavori interni	(7)	(10)
- variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(2)	13
Totale	4.126	4.350

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 (1 milione di euro nel primo semestre 2014).

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 sono dettagliati alla nota 43 “Rapporti con parti correlate”.

35 Costo del lavoro

Il costo del lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2014	Primo semestre 2015
Costo lavoro	1.204	1.226
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(7)	(5)
Totale	1.197	1.221

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. Al 30 giugno 2015 rimane in essere il solo Piano di stock option 2008 approvato dall’Assemblea degli Azionisti di Saipem SpA in data 28 aprile 2008. Le condizioni generali dei piani e le altre informazioni indicate nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 non hanno subito variazioni significative.

STOCK OPTION

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

(migliaia di euro)	2014			2015		
	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	259.500	25,979	4.038	61.350	25,872	538
Nuovi diritti assegnati	-	-	-	-	-	-
(Diritti esercitati nel periodo)	-	-	-	-	-	-
(Diritti decaduti nel periodo)	(198.150)	-	3.547	-	-	-
Diritti esistenti a fine periodo	61.350	25,872	538	61.350	25,872	582
Di cui: esercitabili a fine periodo	61.350	25,872	538	61.350	25,872	582

(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 valore 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 2015 sono in essere n. 61.350 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 2008	61.350	25,872	1	-	582
Totale	61.350				

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 2014	Primo semestre 2015
Dirigenti	414	409
Quadri	4.732	4.859
Impiegati	21.508	22.058
Operai	21.546	19.946
Marittimi	329	332
Totale	48.529	47.604

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 2014	Primo semestre 2015
Ammortamenti:		
- attività materiali	358	377
- attività immateriali	4	5
Totale	362	382
Svalutazioni:		
- attività materiali	-	211
- attività immateriali	-	-
Totale	-	211

L'ammontare totale delle svalutazioni delle attività materiali, pari a 211 milioni di euro, si riferisce per 41 milioni di euro alla svalutazione di quattro mezzi navali destinati alla rottamazione e per 170 milioni di euro alla svalutazione delle parti che non troveranno impiego in attività future di due yard di fabbricazione, come indicato alla nota 8 "Immobili, impianti e macchinari".

37 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2014	Primo semestre 2015
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	333	516
Oneri finanziari	(373)	(607)
Totale	(40)	(91)
Strumenti derivati	(70)	(19)
Totale	(110)	(110)

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

(milioni di euro)	Primo semestre 2014	Primo semestre 2015
Differenze attive (passive) nette di cambio	56	7
Differenze attive di cambio	331	511
Differenze passive di cambio	(275)	(504)
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(93)	(95)
Interessi attivi e altri proventi verso società finanziarie di Gruppo	-	-
Interessi attivi verso banche e altri finanziatori	2	5
Interessi passivi e altri oneri verso società finanziarie di Gruppo	(67)	(80)
Interessi passivi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(28)	(20)
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	(40)	(91)

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

(milioni di euro)	Primo semestre 2014	Primo semestre 2015
Contratti su valute	(70)	(18)
Contratti su tassi di interesse	-	(1)
Totale	(70)	(19)

Gli oneri su contratti derivati di 19 milioni di euro (70 milioni di euro di oneri nel primo semestre 2014) 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 43 "Rapporti con parti correlate".

38 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 2014	Primo semestre 2015
Quota di utile da valutazione con il metodo del patrimonio netto	13	8
Quota di perdite da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1)	(10)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	1	(9)
Totale	13	(11)

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 sono registrate plusvalenze da cessione di partecipazioni pari a 18 milioni di euro, principalmente dovute alla vendita delle società venezuelane Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC e Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA (evidenziate al 31 dicembre 2014 come attività destinate alla vendita).

39 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2014	Primo semestre 2015
Imposte correnti:		
- imprese italiane	19	(4)
- imprese estere	84	151
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	(36)	(217)
- imprese estere	(3)	83
Totale	64	13

(milioni di euro)	Primo semestre 2014	Primo semestre 2015
Imposte sul reddito nel conto economico consolidato	64	13
Imposte sul reddito riconosciute nel prospetto del conto economico complessivo	(17)	(53)
Effetto fiscale sull'utile complessivo di periodo	47	(40)

40 Utile di terzi azionisti

L'utile di pertinenza di terzi azionisti ammonta a 14 milioni di euro (nessun risultato di pertinenza al primo semestre 2014).

41 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 439.361.742 e di 439.359.038, rispettivamente nel 2015 e nel 2014.

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 2015 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 439.532.418 e di 439.702.259, rispettivamente per il 2015 e il 2014. 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:

	30.06.2014	30.06.2015
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	439.359.038	439.361.742
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	232.425	61.350
Numero di azioni di risparmio convertibili in azioni ordinarie	110.796	109.326
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	439.702.259	439.532.418
Utile (perdita) di competenza Saipem	136	(920)
	(milioni di euro)	
Utile (perdita) per azione semplice	0,310	(2,094)
	(ammontari in euro per azione)	
Utile (perdita) per azione diluito	0,309	(2,093)
	(ammontari in euro per azione)	

42 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 2014						
Ricavi 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
Attività materiali e immateriali	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
Primo semestre 2015						
Ricavi netti della gestione caratteristica	4.476	1.321	744	493	-	7.034
a dedurre: ricavi infragruppo	1.088	273	206	94	-	1.661
Ricavi da terzi	3.388	1.048	538	399	-	5.373
Risultato operativo	(114)	(758)	140	(58)	-	(790)
Ammortamenti e svalutazioni	310	71	124	88	-	593
Proventi netti su partecipazioni	(5)	12	-	-	-	7
Investimenti in attività materiali e immateriali	82	17	107	62	-	268
Attività materiali e immateriali	3.462	544	3.031	1.104	-	8.141
Partecipazioni	106	(4)	-	5	-	107
Attività correnti	3.008	2.223	556	533	2.183	8.503
Passività correnti	3.688	2.018	255	207	3.833	10.001
Fondi per rischi e oneri	49	132	1	2	63	247

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 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
Primo semestre 2015									
Investimenti in attività materiali e immateriali	7	3	15	58	-	2	26	157	268
Attività materiali e immateriali	108	31	303	949	2	155	805	5.788	8.141
Attività direttamente attribuibili (correnti)	403	1.419	811	1.667	356	956	1.819	1.072	8.503

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 2014	Primo semestre 2015
Contratti di costruzione - attività	2.635	2.001
Contratti di costruzione - passività	(1.289)	(1.545)
Contratti di costruzione - netto	1.346	456
Costi e margini (percentuale di completamento)	6.464	5.943
Fatturazione ad avanzamento lavori	(5.137)	(5.425)
Variazione fondo perdite future	19	(62)
Contratti di costruzione - netto	1.346	456

43 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 joint venture, imprese collegate e imprese controllate escluse dall'area di consolidamento di Saipem SpA, con imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA e con alcune società controllate o possedute 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 2015 sono state effettuate le seguenti operazioni con parti correlate:

- in data 8 gennaio 2015 la società Saipem Drilling Norway AS, controllata indirettamente da Saipem SpA, ha stipulato con Eni Finance International SA, controllata di Eni SpA, un contratto di finanziamento revolving a lungo termine della durata di tre anni per un importo di 300 milioni di euro a tasso variabile maggiorato dello spread di 250 punti base;
- in data 11 marzo 2015 la società Saipem Canada Inc, controllata indirettamente da Saipem SpA, ha stipulato con Eni Finance International SA, controllata di Eni SpA, un contratto di finanziamento di un anno per un importo di 625 milioni di dollari canadesi a tasso variabile in misura del Libor maggiorato dello spread di 150 punti base;
- in data 17 marzo 2015 la società Saimexicana SA de Cv, controllata indirettamente da Saipem SpA, ha stipulato con Eni Finance International SA, controllata di Eni SpA, un contratto di finanziamento di un anno per un importo di 200 milioni di dollari americani a tasso variabile in misura del Libor maggiorato dello spread di 150 punti base;
- in data 23 marzo 2015 la società Sofresid SA, controllata indirettamente da Saipem SpA, ha stipulato con Eni Finance International SA, controllata di Eni SpA, un contratto di finanziamento della durata di un anno per un importo di 300 milioni di euro a tasso variabile in misura del Libor maggiorato dello spread di 150 punti base;
- in data 29 giugno 2015 la società Snamprogetti Saudi Arabia Ltd, controllata indirettamente da Saipem SpA, ha stipulato con Eni Finance International SA, controllata di Eni SpA, due contratti di finanziamento; il primo ha durata di due anni per un importo di 290 milioni di dollari americani a tasso variabile in misura del Libor maggiorato dello spread di 250 punti base, mentre il secondo contratto di finanziamento ha durata di un anno per un importo di 280 milioni di dollari americani a tasso variabile in misura del Libor maggiorato dello spread di 150 punti base;
- il rapporto intrattenuto con Vodafone Omnitel BV, correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione in applicazione del Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate del 12 marzo 2010 e della procedura interna Saipem "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate". I suddetti rapporti, regolati alle condizioni di mercato, riguardano essenzialmente costi per servizi di comunicazione mobile per 1 milione di euro.

Sono di seguito evidenziati gli ammontari dei rapporti, di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria, posti in essere con parti correlate. L'analisi per società è fatta sulla base del principio di rilevanza correlato all'entità complessiva dei singoli rapporti; i rapporti non evidenziati analiticamente, in quanto non rilevanti, sono indicati secondo la seguente aggregazione:

- imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;
- imprese collegate e a controllo congiunto;
- imprese controllate di Eni;
- imprese collegate e a controllo congiunto di Eni; e
- altre parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali e diversi sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2014			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	-	-
Totale controllate escluse dall'area di consolidamento	-	2	-	-	1	-	-
Imprese collegate e a controllo congiunto							
ASG Scarl	-	6	-	-	-	-	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	114	152	150	-	68	69	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Uno	21	12	278	-	-	1	-
CSFLNG Netherlands BV	-	1	-	-	-	7	-
Gruppo Rosetti Marino SpA	-	-	-	-	1	-	-
KWANDA Suporte Logistico Lda	68	15	-	-	4	4	-
Petromar Lda	90	4	39	-	1	31	-
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corp e Servizi Energia Italia SpA	1	-	-	-	-	-	-
Saipar Drilling Co BV	-	-	-	-	-	-	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	14	16	-	-	17	3	-
Société pour la Réalisation du Port de Tanger Méditerranée	1	-	-	-	-	-	-
Southern Gas Constructors Ltd	1	-	-	-	-	-	-
TMBYS SAS	2	1	-	-	-	5	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	1	2	-	-	1	2	-
Totale collegate e a controllo congiunto	313	209	467	-	92	122	-
Imprese controllate consolidate di Eni							
Eni SpA	5	11	4.742	-	8	-	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	87	7	-	-	-	92	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	1	1	-	-	1	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	18	1	-	1	-	13	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	2	-	-	-	-	-	-
Agip Karachaganak BV	1	-	-	-	-	1	-
Agip Oil Ecuador BV	2	-	-	-	-	1	-
Banque Eni SA	-	-	-	-	1	-	-
Eni Adfin SpA	-	3	-	-	2	-	-
Eni Angola SpA	55	-	-	-	-	62	-
Eni Congo SA	150	21	-	-	-	96	-
Eni Corporate University SpA	-	3	-	-	3	-	-
Eni Cyprus Ltd	27	-	-	-	-	-	-
Eni East Sepinggan Ltd	1	-	-	-	-	-	-
Eni Finance International SA	-	1	-	-	-	-	-
Eni Insurance Ltd	-	5	-	-	13	-	8
Eni Lasmco PLC	2	-	-	-	-	3	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	-	-	-	-	-	1	-
Eni Muara Bakau BV	35	25	-	-	-	3	-
Eni Norge AS	46	-	-	-	-	85	-
EniPower SpA	2	-	-	-	-	1	-
EniServizi SpA	1	17	-	-	24	1	-
Eni Turkmenistan Ltd	2	-	-	-	-	-	-
Floaters SpA	1	-	-	-	-	3	-
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	1	-	-	-	-	-	-

Seguono i rapporti commerciali e diversi

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2014			Primo semestre 2014			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	4	-	-	-	-	-	-
Nigerian Agip Exploration Ltd	1	-	-	-	-	11	-
Raffineria di Gela SpA	-	-	-	-	-	3	-
Serfactoring SpA	3	13	-	-	1	-	-
Syndial SpA	9	-	-	-	-	5	-
Versalis SpA	13	-	-	-	-	27	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	1	-	-	-	-	1	-
Totale imprese controllate consolidate di Eni	470	108	4.742	1	53	409	8
Imprese controllate di Eni escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	-	-	-	-	-	84	-
Totale imprese controllate di Eni	470	108	4.742	1	53	493	8
Imprese collegate e a controllo congiunto di Eni							
Eni East Africa SpA	7	3	-	-	-	59	-
Greenstream BV	1	-	-	-	-	-	-
Mellitah Oil&Gas BV	10	-	-	-	-	(1)	-
Petrobel Belayim Petroleum Co	23	-	-	-	-	42	-
Raffineria di Milazzo	6	-	-	-	-	-	-
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	48	3	-	-	-	334	-
Totale imprese di Eni	518	111	4.742	1	53	827	8
Imprese controllate o possedute dallo Stato	16	60	-	-	6	19	-
Fondi pensione: FOPDIRE	-	-	-	-	1	-	-
Totale rapporti con parti correlate	847	382	5.209	1	153	968	8
Totale generale	3.391	5.669	8.169	1.172	2.990	5.966	12
Incidenza (%)	25,60 ⁽²⁾	6,74	63,77	0,09	5,08 ⁽³⁾	16,23	66,67

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

(2) L'incidenza include i crediti riportati nella successiva tabella "Rapporti finanziari".

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

I rapporti commerciali e diversi al 30 giugno 2015 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2015			Primo semestre 2015			
	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	-	1	-	-	-	-	-
Totale controllate escluse dall'area di consolidamento	-	1	-	-	-	-	-
Imprese collegate e a controllo congiunto							
ASG Scarl	-	6	-	-	-	-	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	58	104	150	-	-	81	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Uno	15	8	291	-	-	-	-
Charville - Consultores e Servicos, Lda	-	-	-	-	-	-	-
CSFLNG Netherlands BV	22	-	-	-	-	23	-
Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela CEC	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Rosetti Marino SpA	2	2	-	2	-	-	-
KWANDA Suporte Logistico Lda	68	12	-	-	2	5	-
Petromar Lda	111	3	39	-	1	29	-
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corp e Servizi Energia Italia SpA	-	-	-	-	-	-	-
Saipar Drilling Co BV	-	-	-	-	-	1	-

Seguono i rapporti commerciali e diversi

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2015			Primo semestre 2015			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	13	16	-	-	48	(1)	-
Southern Gas Constructors Ltd	1	-	-	-	-	-	-
TMBYS SAS	2	1	-	-	-	-	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	1	-	-	-	1	-	-
Totale collegate e a controllo congiunto	293	152	480	2	52	138	-
Imprese controllate consolidate di Eni							
Eni SpA	4	10	3.783	-	9	-	-
Eni SpA Divisione Downstream Gas	-	-	-	-	1	-	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	79	5	-	-	-	52	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	1	-	-	-	-	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	6	1	-	2	-	8	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	-	-	-	-	-	-	-
Agip Karachaganak BV	1	-	-	-	-	-	-
Agip Oil Ecuador BV	2	-	-	-	-	2	-
Banque Eni SA	-	-	-	-	1	-	-
Eni Adfin SpA	-	4	-	-	2	-	-
Eni Angola SpA	51	-	-	-	-	124	-
Eni Congo SA	139	10	-	-	-	224	-
Eni Corporate University SpA	-	3	-	-	2	-	-
Eni Cyprus Ltd	-	-	-	-	-	42	-
Eni East Sepinggan Ltd	-	-	-	-	-	-	-
Eni Finance International SA	-	-	-	-	-	-	-
Eni Insurance Ltd	9	6	-	-	3	-	-
Eni Lasmco PLC	8	-	-	-	-	7	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	-	-	-	-	-	-	-
Eni Muara Bakau BV	30	5	-	-	-	128	-
Eni Norge AS	42	-	-	-	-	78	-
EniPower SpA	-	-	-	-	-	-	-
EniServizi SpA	-	21	-	-	22	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	5	-	-
Eni Turkmenistan Ltd	8	-	-	-	-	7	-
Floaters SpA	-	-	-	-	-	-	-
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	1	-	-	-	-	-	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	5	-	-	-	-	-	-
Nigerian Agip Exploration Ltd	-	-	-	-	-	-	-
Raffineria di Gela SpA	1	-	-	-	-	1	-
Serfactoring SpA	3	17	-	-	1	-	-
Syndial SpA	4	-	-	-	-	3	-
Versalis SpA	13	-	-	-	-	9	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	-	2	-	-	-	3	-
Totale imprese controllate consolidate di Eni	407	84	3.783	2	46	688	-
Imprese controllate di Eni escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	-	-	-	-	-	-	-
Totale imprese controllate di Eni	407	84	3.783	2	46	688	-
Imprese collegate e a controllo congiunto di Eni							
Eni East Africa SpA	11	-	-	-	-	20	-
Greenstream BV	2	-	-	-	-	1	-
Mellitah Oil&Gas BV	10	-	-	-	-	-	-
Petrobel Belayim Petroleum Co	15	-	-	-	-	27	-

Seguono i rapporti commerciali e diversi

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2015			Primo semestre 2015			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
Raffineria di Milazzo	1	-	-	-	-	4	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	-	-	-	-	-	-	-
Totale imprese collegate e a controllo congiunto di Eni	39	-	-	-	-	52	-
Totale imprese di Eni	446	84	3.783	2	46	740	-
Imprese controllate o possedute dallo Stato	10	1	-	-	1	12	-
Fondi pensione: FOPDIRE	-	-	-	-	1	-	-
Totale rapporti con parti correlate	749	238	4.263	4	100	890	-
Totale generale	3.466	5.788	7.461	1.079	3.228	5.373	1
Incidenza (%)	21,81⁽²⁾	4,11	57,14	0,37	3,07⁽³⁾	16,56	0,00

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

(2) L'incidenza include i crediti riportati nella successiva tabella "Rapporti finanziari".

(3) 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)	31.12.2014		30.06.2015	
	Altre attività	Altre passività	Altre attività	Altre passività
Eni SpA	356	805	226	332
Agip Oil Ecuador BV	-	-	-	2
Banque Eni SA	3	18	1	5
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	3	-	3	-
Eni Insurance Inc	-	-	-	8
Eni Trading & Shipping SpA	-	5	-	1
Totale rapporti con parti correlate	362	828	230	348
Totale generale	635	840	470	385
Incidenza (%)	57,01	98,57	48,94	90,39

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	Disponibilità liquide ed equivalenti	31.12.2014			Primo semestre 2014		
		Crediti ⁽¹⁾	Debiti ⁽²⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	87	-	1.798	15.864	(34)	-	(62)
Banque Eni SA	57	-	-	366	-	-	(9)
Eni Finance International SA	741	-	3.709	-	(32)	-	-
Eni Finance Usa Inc	-	14	-	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	-	-	-
Serfactoring SpA	-	-	24	-	(1)	-	-
TMBYS SAS	-	7	-	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	885	21	5.531	16.230	(67)	-	(71)

(1) Esposti nello stato patrimoniale per 21 milioni di euro alla voce "Crediti commerciali e altri crediti".

(2) Esposti nello stato patrimoniale per 1.873 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine"; per 3.064 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" e per 594 milioni di euro alla voce "Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine".

I rapporti finanziari al 30 giugno 2015 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2015				Primo semestre 2015		
	Disponibilità liquide ed equivalenti	Crediti ⁽¹⁾	Debiti ⁽²⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	113	-	2.399	12.373	(40)	-	(24)
Banque Eni SA	67	-	-	200	-	-	6
Eni Finance International SA	498	-	4.067	-	(38)	-	-
Eni Finance Usa Inc	-	-	8	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	-	-	-
Serfactoring SpA	-	-	20	-	(2)	-	-
TMBYS SAS	-	7	-	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	678	7	6.494	12.573	(80)	-	(18)

(1) Esposti nello stato patrimoniale per 7 milioni di euro alla voce "Crediti commerciali e altri crediti".

(2) Esposti nello stato patrimoniale per 2.530 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine"; per 3.477 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" e per 487 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)	31.12.2014			30.06.2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Passività finanziarie a breve termine	2.186	1.873	85,68	3.037	2.530	83,31
Passività finanziarie a lungo termine (comprenditive delle quote a breve termine)	3.908	3.658	93,60	3.964	3.964	100,00

(milioni di euro)	Primo semestre 2014			Primo semestre 2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Proventi finanziari	333	-	-	516	-	-
Oneri finanziari	(373)	(67)	17,96	(607)	(80)	13,18
Strumenti derivati	(70)	(71)	101,43	(19)	(18)	94,74
Altri proventi (oneri) operativi	-	-	-	-	-	-

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

(milioni di euro)	30.06.2014	30.06.2015
Ricavi e proventi	976	890
Costi e oneri	(154)	(104)
Proventi (oneri) finanziari e strumenti derivati	(138)	(98)
Variazione crediti e debiti commerciali diversi	(99)	(46)
Flusso di cassa netto da attività operativa	585	642
Variazione crediti finanziari	(29)	14
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(29)	14
Variazione debiti finanziari	360	963
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(360)	963
Flusso di cassa totale verso entità correlate	916	1.619

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

(milioni di euro)	30.06.2014			30.06.2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	50	585	1.170,00	(852)	642	(75,35)
Flusso di cassa da attività di investimento	(323)	(29)	8,98	(144)	14	(9,72)
Flusso di cassa da attività di finanziamento (*)	414	360	86,96	817	963	117,87

(*) Nel flusso di cassa da attività di finanziamento non sono stati considerati i dividendi distribuiti, l'acquisto netto di azioni proprie e gli apporti di capitale proprio da terzi.

Informazioni relative alle società riprese con il metodo del working interest

I valori relativi alla situazione al 30 giugno 2015 delle imprese consolidate con il metodo del working interest, confrontati con lo stesso periodo dell'anno precedente, sono i seguenti:

(milioni di euro)	30.06.2014	30.06.2015
Capitale investito netto	(61)	(48)
Totale attività	62	88
Totale attività correnti	62	86
Totale attività non correnti	-	2
Totale passività	61	85
Totale passività correnti	61	84
Totale passività non correnti	-	1
Totale ricavi	1	9
Totale costi operativi	(1)	(12)
Utile operativo	-	(3)
Utile (perdita) di periodo	-	(1)

44 Eventi e operazioni significativi e non ricorrenti

Nel primo semestre 2014 e nel primo semestre 2015 non si segnalano eventi e/o operazioni significativi non ricorrenti.

45 Transazioni derivanti da operazioni atipiche e inusuali

Nel primo semestre 2014 e nel primo semestre 2015 non si segnalano operazioni atipiche e inusuali.

46 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".

47 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 2015:

- due conti correnti (rif. nota 1) sono bloccati per un totale di 87 milioni di euro equivalenti;
- i crediti commerciali (rif. nota 3) ammontano a 52 milioni di euro, tutti scaduti e non svalutati;
- i lavori in corso (rif. nota 4) relativi a progetti in esecuzione ammontano a 154 milioni di euro;
- gli acconti e gli anticipi (rif. nota 15) ammontano rispettivamente a 65 milioni di euro e 1 milione di euro;
- i fondi perdite future (rif. nota 20) per progetti in esecuzione ammontano a 3 milioni di euro;
- le garanzie (rif. nota 32) su progetti in corso di esecuzione ammontano a 546 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 Stefano Cao 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 2015.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2015 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.

28 luglio 2015

Stefano Cao
Amministratore Delegato (CEO)

Alberto Chiarini
Chief Financial Officer and Compliance Officer

Relazione della Società di revisione



Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via della Chiesa, 2
20123 Milano

Tel: +39 02 722121
Fax: +39 02 72212037
ey.com

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Saipem S.p.A.

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, 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 della Saipem S.p.A. e controllate (Gruppo Saipem) al 30 giugno 2015. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

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 del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Saipem al 30 giugno 2015 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, 6 agosto 2015

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