



RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE AL 30 GIUGNO 2011

RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE AL 30 GIUGNO 2011	1
RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE AL 30 GIUGNO 2011	3
Edison oggi	4
Struttura semplificata del Gruppo al 30 giugno 2011	5
Organi sociali	6
Notizie relative ai titoli	6
Eventi di rilievo	7
Dati significativi – Focus sui risultati	10
Andamento e risultati del Gruppo nel primo semestre 2011	13
Edison e i mercati finanziari	15
Quadro economico di riferimento	17
Andamento del mercato energetico italiano	19
Quadro normativo e regolamentare di riferimento	23
Andamento dei settori	29
Energia elettrica	29
Idrocarburi	31
Corporate e Altri Settori	33
Raccordo tra risultato e patrimonio netto della Capogruppo e gli analoghi valori del Gruppo	34
Innovazione, ricerca e sviluppo	35
Salute, sicurezza e ambiente	36
Risorse umane e relazioni industriali	39
Rischi e incertezze	40
Altre informazioni	49
BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO AL 30 GIUGNO 2011	51
Conto economico e Altre componenti di conto economico complessivo	52
Stato patrimoniale	53
Rendiconto finanziario delle disponibilità liquide	54
Variazione del patrimonio netto consolidato	55
Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011	56
Contenuto e forma	56
Informativa settoriale	58
Note alle poste del conto economico	59
Note alle poste dello stato patrimoniale	68
Indebitamento finanziario netto	79
Informazioni relative all'IFRS 5 (<i>Disposal Group</i>)	80
Impegni e rischi potenziali	81
Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	90
Operazioni infragruppo e con parti correlate	102
Altre informazioni	105
Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 giugno 2011	106
Area di consolidamento al 30 giugno 2011	107
BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO DELLA CAPOGRUPPO EDISON SPA AL 30 GIUGNO 2011	115
Conto economico e Altre componenti di conto economico complessivo	116
Stato patrimoniale	117
Rendiconto finanziario delle disponibilità liquide	118
Variazione del patrimonio netto	119
Note illustrative al bilancio semestrale abbreviato della capogruppo Edison Spa al 30 giugno 2011	120
Contenuto e forma	120
Note alle poste del conto economico	121
Note alle poste dello stato patrimoniale	128
Informazioni relative all'IFRS 5 (<i>Disposal Group</i>)	137
Impegni e rischi potenziali	138
Gestione dei rischi finanziari della capogruppo	140
Operazioni infragruppo e con parti correlate	143
Altre informazioni	144
Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 giugno 2011	145
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del regolamento Consob n. 11971 del maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	147
Relazioni della società di revisione	148

RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

AL 30 GIUGNO 2011

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

AL 30 GIUGNO 2011

EDISON OGGI

Edison è uno dei principali operatori italiani nell'energia. Produce, importa e vende energia elettrica e idrocarburi (gas naturale e petrolio).

Energia elettrica

Mercato Italia 2011 (1° semestre)

Domanda totale lorda Italia	162,9 TWh
Vendite lorde Edison in Italia (*)	34,9 TWh
di cui: - Mercato libero (*)	30,0 TWh
- CIP 6/92	3,0 TWh
- Captive	1,9 TWh

Impianti e capacità produttiva 2011 (1° semestre)

Potenza disponibile Edison + Edipower (50%) (**)	12,5 '000 MW
Produzione netta di energia elettrica - Totale Italia	141,3 TWh
Produzione netta di energia elettrica - Edison (incluso 50% Edipower)	17,3 TWh
Quota di produzione su totale Italia	12,2 %

(*) Include vendite su IPEX e a grossisti, non include export.

(**) Include disponibilità della capacità produttiva di Edipower a favore di Edison in base al contratto di tolling vigente.

Fonti: preconsuntivi Terna e stime Edison.

Idrocarburi

Mercato Italia 2011 (1° semestre)

Fabbisogno totale Italia	42,0 Mld. mc
Vendite Edison Italia	7,8 Mld. mc
Vendite Edison/Fabbisogno totale Italia	18,5 %

Impianti e capacità produttiva 2011 (1° semestre)

Produzioni gas - Totale Italia	3,9 Mld. mc
Produzioni gas - Edison (Italia)	0,2 Mld. mc
Quota di produzione	6,0 %
Concessioni e permessi Italia	60 n.
Concessioni per centri stoccaggio in Italia (*)	3 n.
Produzione gas - Edison (estero)	0,8 Mld. mc
Concessioni e permessi estero	24 n.

Rete gas (metanodotti b.p. + m.p.) 3,65 '000/Km

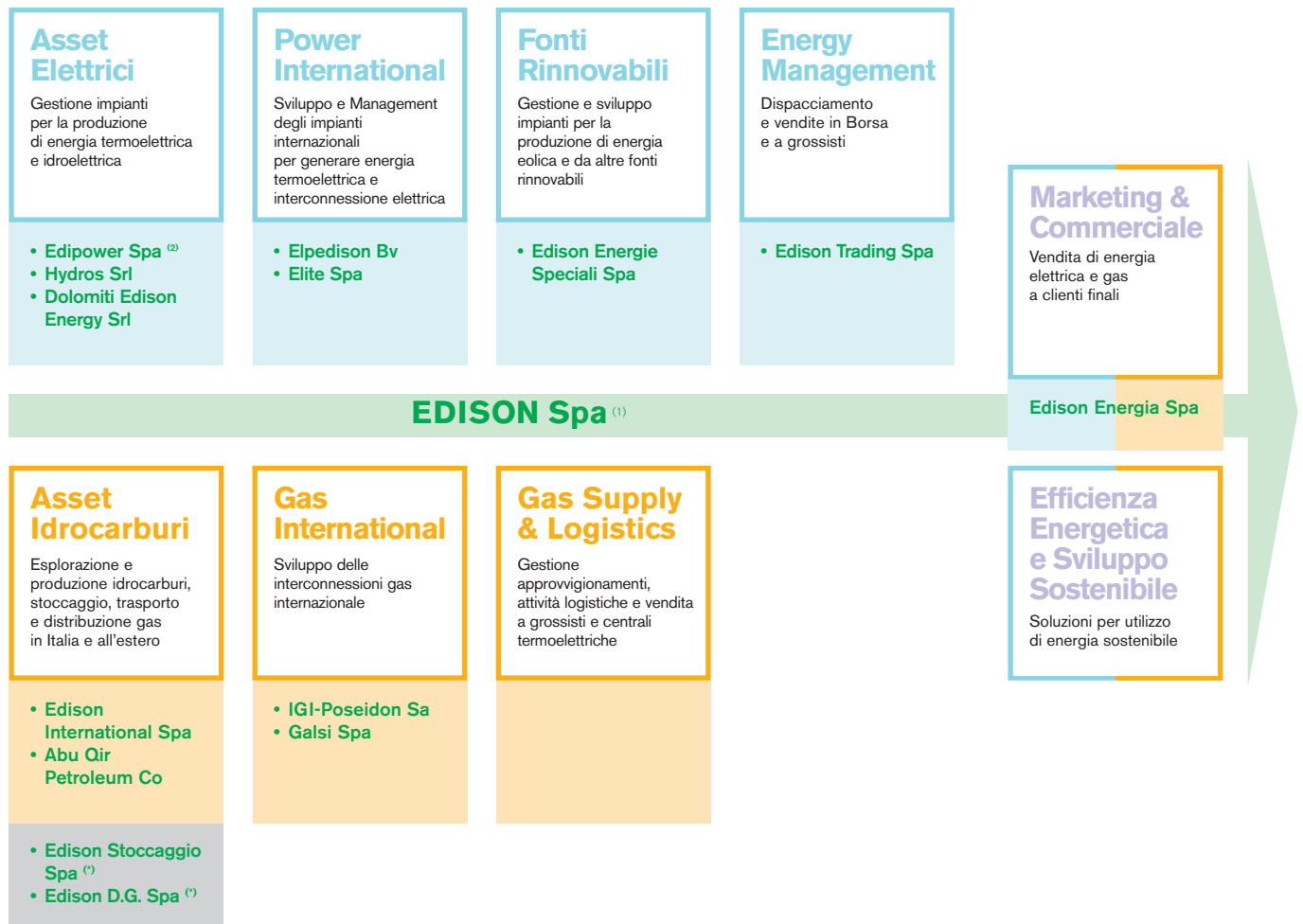
Rete gas (metanodotti a.p.) 0,08 '000/Km

(*) 2 centri di stoccaggio in esercizio e 1 in sviluppo.

Fonti: preconsuntivi Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.

STRUTTURA SEMPLIFICATA DEL GRUPPO AL 30.06.2011

Organizzazione e attività delle Business Units e principali società nel perimetro di consolidamento



⁽¹⁾ Edison Spa svolge direttamente attività nell'ambito delle diverse Business Units nonché attività corporate. In particolare: produzione di energia elettrica (idroelettrica e termoelettrica), produzione, import e vendita di idrocarburi.

⁽²⁾ Edipower Spa consolidata proporzionalmente al 50%.

^(*) Società soggette a una separazione funzionale.

ORGANI SOCIALI

Consiglio di Amministrazione ⁽¹⁾

Presidente		Giuliano Zuccoli ⁽²⁾
Amministratore Delegato		Bruno Lescoeur ⁽²⁾
Amministratori	indipendente	Mario Cocchi ^{(3) (5)}
	indipendente	Gregorio Gitti ^{(3) (5) (6)}
	indipendente	Gian Maria Gros-Pietro ^{(3) (4) (5) (6)}
		Adrien Jami
		Jean-Louis Mathias ^{(2) (3)}
		Thomas Piquemal ⁽⁴⁾
		Henri Proglio
		Renato Ravanelli ⁽²⁾
		Paolo Rossetti
		Klaus Stocker ⁽⁴⁾
		Andrea Viero ⁽⁴⁾

Segretario del Consiglio Lucrezia Geraci

Collegio Sindacale ⁽⁷⁾

Presidente	Alfredo Fossati
Sindaci Effettivi	Angelo Palma
	Leonello Schinasi

Società di Revisione ⁽⁸⁾ Deloitte & Touche Spa

⁽¹⁾ Nominato dall'Assemblea del 26 aprile 2011 per un anno e quindi sino all'assemblea di approvazione del bilancio dell'esercizio 2011.

⁽²⁾ Membro del Comitato Strategico.

⁽³⁾ Membro del Comitato di Remunerazione.

⁽⁴⁾ Membro del Comitato per il Controllo Interno.

⁽⁵⁾ Membro del Comitato Indipendenti.

⁽⁶⁾ Membro dell'Organismo di Vigilanza.

⁽⁷⁾ Nominato dall'Assemblea del 26 aprile 2011 per un triennio e quindi sino all'assemblea di approvazione del bilancio dell'esercizio 2013.

⁽⁸⁾ Incarico conferito dall'Assemblea del 26 aprile 2011 per il novennio 2011- 2019.

NOTIZIE RELATIVE AI TITOLI

Numero azioni al 30 giugno 2011

Azioni ordinarie	5.181.108.251
Azioni di risparmio	110.592.420

Azionisti con partecipazioni rilevanti al 30 giugno 2011

	% diritti di voto	% possesso
Transalpina di Energia Srl	61,281%	60,001%
EDF Électricité de France Sa ⁽¹⁾	19,359%	18,954%
Carlo Tassara Spa ⁽²⁾	10,025%	9,816%

⁽¹⁾ Quota indiretta.

⁽²⁾ Quota diretta e indiretta.

EVENTI DI RILIEVO

Sviluppo attività

Edison si aggiudica 3 nuove licenze di esplorazione di idrocarburi in Norvegia: nel Mare di Barents, Mare di Norvegia e Mare del Nord meridionale

In data 19 gennaio 2011, Edison, attraverso la controllata Edison International Spa, si è aggiudicata 3 nuove licenze di esplorazione di idrocarburi nella piattaforma continentale norvegese messe in gara dal Ministero del petrolio e dell'energia della Norvegia. I nuovi contratti segnano il riconoscimento di Edison nel ruolo di operatore in Norvegia e in particolar modo nelle difficili condizioni del Mare di Barents.

Le assegnazioni riguardano: i blocchi 7124/1,2 nel mare di Barents con Edison nel ruolo di operatore al 60% in *Joint Venture* con North Energy ASA (40%); il blocco 6407/8 nel mare di Norvegia con Edison nel ruolo di operatore al 60% in *Joint Venture* con North Energy ASA (40%); i blocchi 7/1,2 e 16/10 nel mare del Nord meridionale con Edison al 10% in una *Joint Venture* composta da Talisman Energy (40%, operatore), Det Norske ASA (20%), Skagen (10%) e Petoro AS (20%).

I tre contratti prevedono un periodo esplorativo di 3 anni con l'obbligo di acquisizione di sismica 3D. Nel contratto del Mare del Nord meridionale è prevista la perforazione di un pozzo.

Edison: chiusa rinegoziazione prezzo con ENI per fornitura gas Norvegese

In data 11 febbraio 2011 Edison ha concluso positivamente la rinegoziazione con ENI relativa al prezzo del contratto gas di lungo termine di origine norvegese, che andrà in scadenza alla fine dell'anno in corso. L'accordo raggiunto permette la risoluzione della disputa insorta sul prezzo della fornitura prevenendo ulteriori controversie fra le parti. L'accordo complessivo negoziato genera una riduzione significativa di costo rispetto al prezzo precedentemente in vigore.

Edison: chiusa rinegoziazione prezzo con Promgas per fornitura gas russo

In data 21 luglio 2011 Edison e Promgas hanno siglato l'accordo di rinegoziazione del prezzo di fornitura del contratto di approvvigionamento gas di lungo termine proveniente dalla Russia che avrà un impatto complessivo sull'esercizio 2011 di Edison stimabile in circa 200 milioni di euro.

La trattativa tra le parti era iniziata alla fine del 2008 con la richiesta di riduzione del prezzo di acquisto avanzata da Edison. In conseguenza della mancanza di un'intesa, nell'agosto del 2010 Edison aveva avviato la procedura arbitrale; l'accordo trovato pone termine al processo arbitrale.

Con questo accordo Edison, che detiene un importante portafoglio di contratti di lungo termine, comincia ad uscire dalle difficoltà in cui si sono trovate tutte le più grandi società del gas in Europa con impegni analoghi.

Edison continua la crescita nel settore esplorazione & produzione idrocarburi e si aggiudica due nuove licenze esplorative in Norvegia

In data 15 aprile 2011, Edison, attraverso la controllata Edison International Spa, si è aggiudicata 2 nuove licenze di esplorazione di idrocarburi nella piattaforma continentale norvegese messe in gara dal Ministero del petrolio e dell'energia della Norvegia (21° *round* esplorativo).

Le assegnazioni riguardano il blocco PL601 nel mar di Norvegia con Edison al 20% in una *Joint Venture* con Wintershall nel ruolo di operatore al 40%, Rocksource al 20% e North Energy al 20% e il blocco PL 613 nel Mare di Barents con Edison al 25% in una *Joint Venture* con Dong operatore al 40% e Det Norske al 35%. I due contratti prevedono un periodo di 3 anni per l'esecuzione degli studi, al termine dei quali si dovrà assumere la decisione *drill or drop*.

Edison e Mapei inaugurano due impianti fotovoltaici

In data 21 maggio 2011 a Latina è stato inaugurato l'impianto fotovoltaico realizzato da Edison presso lo stabilimento di Latina del Gruppo Mapei.

L'impianto fotovoltaico, realizzato sul tetto del capannone industriale dello stabilimento Mapei, ha una potenza installata pari a 970 kW e produce 1.100.000 kWh all'anno. L'impianto fornisce l'80%

della propria produzione come contributo al soddisfacimento del fabbisogno energetico dello stabilimento.

Per la realizzazione dell'impianto sono stati installati 4.708 moduli fotovoltaici a silicio policristallino che, con una conversione iniziale superiore al 13% dell'irraggiamento solare in energia elettrica, offrono le migliori prestazioni di tenuta del rendimento nel tempo. In totale è stata coperta una superficie pari a oltre 6.800 m².

Successivamente il 27 maggio 2011 è stato inaugurato l'impianto fotovoltaico realizzato da Edison presso lo stabilimento del Gruppo Mapei a Robbiano di Mediglia, in provincia di Milano.

L'impianto fotovoltaico, realizzato sul tetto del capannone industriale dello stabilimento Mapei, ha una potenza installata pari a 865 kW e produce 880.000 kWh all'anno. L'impianto fornisce il 95% della propria produzione come contributo al soddisfacimento del fabbisogno energetico dello stabilimento.

Per la realizzazione dell'impianto sono stati installati 3.680 moduli fotovoltaici a silicio policristallino ed è stata coperta una superficie pari a oltre 6.000 m².

Rafforzamento finanziario

Edison: concluso accordo con ExxonMobil e Qatar Terminal per diminuzione partecipazione nel terminale GNL Adriatico

In data 22 aprile 2011 Edison ha ceduto a ExxonMobil Italiana Gas Srl e Qatar Terminal Ltd il 2,703% del capitale sociale di Terminale GNL Adriatico Srl a seguito dell'esercizio di un'opzione di *Tag Along*, ad un prezzo pari a 78,2 milioni di euro. L'operazione ha generato per Edison una plusvalenza pari a 5,1 milioni di euro. In conseguenza di ciò, la percentuale di partecipazione di Edison nel capitale di Terminale GNL Adriatico Srl si riduce al 7,297%. Rimangono peraltro immutati gli accordi riguardanti la disponibilità della capacità di rigassificazione, che scadranno nel 2034, secondo i quali ad Edison spetta l'80% della capacità, pari a 6,4 miliardi di metri cubi di gas all'anno; il restante 20% della capacità è a disposizione del mercato secondo le procedure fissate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Il gas Edison processato dal Terminale proviene dal campo qatarino "North Field", che, con riserve stimate di oltre 25.000 miliardi di metri cubi, rappresenta attualmente il più grande giacimento di gas a livello mondiale.

Edison: sottoscritto finanziamento bancario di 700 milioni di euro

In data 13 giugno 2011 Edison Spa ha sottoscritto un contratto di finanziamento per un ammontare di 700 milioni di euro con un *pool* di banche composto da Banco Bilbao Vizcaya Argentaria SA, Banco Santander Sa (Milan Branch), Bank of America Securities Limited, BNP Paribas Succursale Italia, Commerzbank Aktiengesellschaft (Filiale di Milano), Crédit Agricole Corporate & Investment Bank (Milan Branch), Intesa Sanpaolo Spa, JPMorgan Chase Bank, N.A. (Milan Branch), Mediobanca, Banca di Credito Finanziario Spa, Société Générale Corporate & Investment Banking (Milan Branch), The Royal Bank of Scotland Plc (Milan Branch), UniCredit Spa, in qualità di Mandated Lead Arrangers, e Banca IMI, in qualità di Banca Agente.

L'operazione di finanziamento, avvenuta su base *Club Deal*, non prevede un'attività di sindacazione. È una *Revolving Credit Facility Senior Unsecured*, indicizzata all'euribor maggiorato di un margine in linea con le attuali migliori condizioni di mercato, ed ha una durata massima di diciotto mesi (dopo il primo anno, la Società può decidere di estendere la scadenza di ulteriori sei mesi).

Il finanziamento ha il principale scopo di coprire le esigenze operative e finanziarie della Società, fra cui il rimborso delle obbligazioni del valore di 500 milioni di euro in scadenza il prossimo luglio.

Altri fatti di rilievo

Moody's conferma il rating di Edison e rivede outlook da stabile a negativo

In data 17 giugno 2011 l'agenzia di rating Moody's ha confermato il merito di credito a lungo termine di Edison a Baa3 e rivisto l'outlook da stabile a negativo.

La revisione riflette, secondo l'agenzia di rating, l'indebolimento del profilo di rischio del gruppo, causato

dalla perdurante fase di debolezza del mercato energetico, e i rischi connessi all'eventuale mancata rinegoziazione dei contratti di fornitura del gas a lungo termine.

Standard & Poor mette il rating di Edison sotto “Credit Watch Developing”

In data 21 giugno 2011 l'agenzia di rating Standard & Poor's ha posto il merito del credito a lungo termine BBB dell'azienda sotto “Credit Watch Developing”.

Tale formula, secondo l'agenzia internazionale, esprime la possibilità che il rating di Edison venga alzato o abbassato nel breve termine. Standard & Poor's intende così tener conto sia dei possibili cambiamenti nella struttura azionaria e di governance del gruppo, sia dell'impatto che la perdurante fase di debolezza del mercato energetico e il protrarsi del processo di rinegoziazione dei contratti di fornitura del gas a lungo termine può avere sul profilo di rischio dell'azienda.

Secondo Standard & Poor's l'attuale rating riflette il ruolo di Edison quale riconosciuto secondo operatore in Italia di energia elettrica e gas, l'efficienza del suo parco centrali, l'accresciuta disciplina finanziaria del gruppo attraverso un attento controllo degli investimenti e un *notch* per il supporto finanziario del socio EdF.

Edison sottoscrive con Ilva accordo per la cessione dell'impianto di Taranto

In data 23 giugno 2011 Edison ha sottoscritto l'accordo per la cessione del compendio aziendale costituito dalle centrali termoelettriche CET 2 e CET 3 all'ILVA (Gruppo Riva). L'operazione avverrà tramite la cessione di una società appositamente costituita in cui verranno preliminarmente conferiti i rami d'azienda relativi alle due centrali.

Gli impianti, situati all'interno del sito industriale dell'ILVA a Taranto, sono alimentati a gas naturale e siderurgico ed hanno una potenza complessiva di 1.065 MW. CET 2 è un impianto asservito da 480 MW che fornisce elettricità all'acciaieria di Taranto mentre CET 3, con una potenza di 585 MW, fornisce vapore all'acciaieria e produce elettricità che viene venduta al GSE (regime CIP 6/92).

L'operazione, che prevede un corrispettivo di circa 162,5 milioni di euro soggetto ad aggiustamenti al verificarsi di determinate condizioni legate alla data di effettivo trasferimento della partecipazione e alle *performance* industriali delle centrali, è condizionata all'approvazione delle Autorità Antitrust competenti. Si prevede che l'operazione possa essere perfezionata entro la fine del 2011. Il trasferimento delle centrali ad ILVA potrà avvenire prima di tale termine qualora Edison si avvallesse della facoltà di risolvere anticipatamente le convenzioni CIP 6/92 di CET 3 ai sensi dell'emanando decreto ministeriale (segmento monomie).

Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 Giugno 2011

Per la descrizione di altri eventi successivi alla data di chiusura del semestre cui la presente relazione si riferisce, si rimanda al paragrafo “Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 giugno 2011” contenuto nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

DATI SIGNIFICATIVI – FOCUS SUI RISULTATI

Al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico-finanziaria le tabelle che seguono riportano alcuni "Indicatori alternativi di performance" non previsti dai principi contabili IFRS. In calce alle medesime si fornisce la metodologia di calcolo di tali indici in linea con le indicazioni del Committee of European Securities Regulators (CESR).

Gruppo Edison

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
10.446	Ricavi di vendita	5.662	5.087	11,3%
1.369	Margine operativo lordo	491	626	(21,6%)
13,1%	% sui Ricavi di vendita	8,7%	12,3%	
273	Risultato operativo	106	264	(59,8%)
2,6%	% sui Ricavi di vendita	1,9%	5,2%	
172	Risultato prima delle imposte	11	242	(95,5%)
21	Risultato netto di competenza di Gruppo	(62)	142	n.s.
505	Investimenti in immobilizzazioni	236	299	(21,1%)
52	Investimenti in esplorazione	7	21	(66,7%)
11.845	Capitale investito netto (A+B) ⁽¹⁾	11.914	12.354	0,6%
3.708	Indebitamento finanziario netto (A) ⁽¹⁾⁽²⁾	3.866	4.171	4,3%
8.137	Patrimonio netto totale (B) ⁽¹⁾	8.048	8.183	(1,1%)
7.939	Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante ⁽¹⁾	7.879	8.007	(0,8%)
2,35%	ROI ⁽³⁾	1,83%	4,44%	
0,26%	ROE ⁽⁴⁾	n.s.	3,53%	
0,46	Debt/Equity (A/B)	0,48	0,51	
31%	Gearing (A/A+B)	32%	34%	
3.939	Dipendenti (numero) ⁽¹⁾⁽⁵⁾	3.927	3.951	(0,3%)
119	- di cui da attività in dismissione	119	-	-

⁽¹⁾ Valore di fine periodo. Le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2010.

⁽²⁾ La composizione di questa voce è illustrata nel paragrafo "Indebitamento finanziario netto" delle Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

⁽³⁾ Risultato operativo annualizzato/capitale investito netto medio. Il capitale investito netto è rettificato dal valore delle partecipazioni iscritte nelle attività non correnti ed è calcolato come media aritmetica del capitale investito netto a fine periodo e di quello a fine dell'esercizio precedente.

⁽⁴⁾ Risultato di competenza di Gruppo annualizzato/Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante medio. La media del Patrimonio netto è la media aritmetica del Patrimonio netto a fine periodo e di quello a fine dell'esercizio precedente.

⁽⁵⁾ Società consolidate integralmente e quota di spettanza delle società consolidate con il metodo proporzionale.

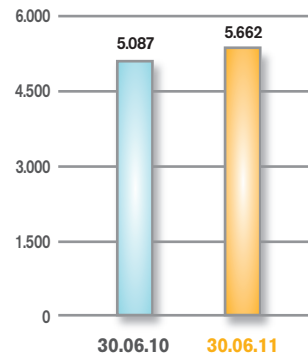
Edison Spa

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
5.591	Ricavi di vendita	2.851	2.882	(1,1%)
368	Margine operativo lordo	97	225	(56,9%)
6,6%	% sui Ricavi di vendita	3,4%	7,8%	
(36)	Risultato operativo	(85)	46	n.s.
n.s.	% sui Ricavi di vendita	n.s.	1,6%	
(86)	Risultato netto del periodo	(96)	196	n.s.
201	Investimenti in immobilizzazioni	70	129	(45,7%)
8.534	Capitale investito netto	8.738	8.144	2,4%
1.670	Indebitamento finanziario netto	1.965	1.043	17,7%
6.864	Patrimonio netto	6.773	7.101	(1,3%)
0,24	Debt/equity	0,29	0,15	
1.740	Dipendenti	1.724	1.750	(0,9%)

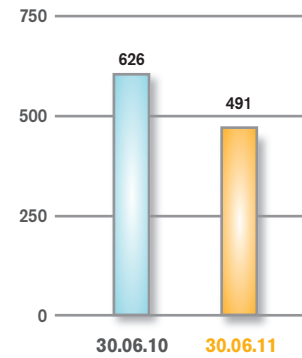
Sintesi andamento del Gruppo

(in milioni di euro)

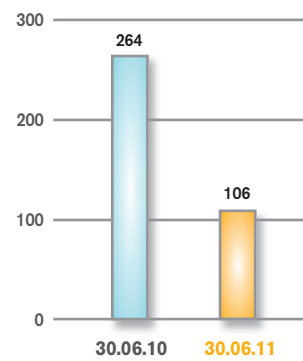
Ricavi di vendita



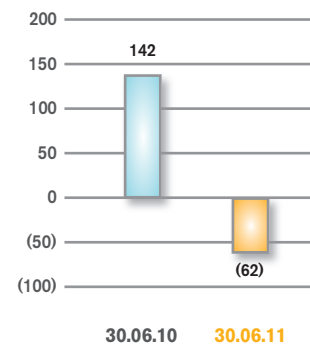
Margine operativo lordo



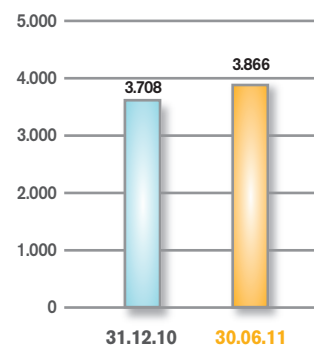
Risultato operativo



Risultato netto di Gruppo



Indebitamento finanziario netto



Ricavi di vendita e margine operativo lordo per settore

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
Filiera Energia Elettrica ⁽¹⁾				
7.289	Ricavi di vendita	3.832	3.438	11,5%
1.055	Margine operativo lordo	361	428	(15,7%)
1.130	Margine operativo lordo adjusted (*)	388	483	(19,7%)
14,5%	% sui ricavi di vendita	9,4%	12,4%	
Filiera Idrocarburi ⁽²⁾				
5.040	Ricavi di vendita	2.560	2.552	0,3%
413	Margine operativo lordo	180	247	(27,1%)
338	Margine operativo lordo adjusted *	153	192	(20,3%)
8,2%	% sui ricavi di vendita	7,0%	9,7%	
Corporate e Altri Settori ⁽³⁾				
51	Ricavi di vendita	24	25	(4,0%)
(99)	Margine operativo lordo	(50)	(49)	(2,0%)
n.s.	% sui ricavi di vendita	n.s.	n.s.	
Elisioni				
(1.934)	Ricavi di vendita	(754)	(928)	18,8%
	Margine operativo lordo			
Gruppo Edison				
10.446	Ricavi di vendita	5.662	5.087	11,3%
1.369	Margine operativo lordo	491	626	(21,6%)
13,1%	% sui ricavi di vendita	8,7%	12,3%	

⁽¹⁾ Attività svolta dalle Business Units: Asset Elettrici, Power International, Fonti Rinnovabili, Efficienza Energetica e Sviluppo Sostenibile, Energy Management e Marketing & Commerciale.

⁽²⁾ Attività svolta dalle Business Units: Asset Idrocarburi, Gas International, Gas Supply & Logistics e Marketing & Commerciale.

⁽³⁾ Include l'attività della Capogruppo Edison Spa non pertinente alla gestione industriale, talune società holding e immobiliari.

(*) Il margine operativo lordo adjusted è il risultato della riclassificazione dei risultati delle coperture su commodity e su cambi associate ai contratti per l'importazione di gas naturale. Nell'ambito delle politiche di gestione del rischio aziendale, tali coperture hanno la finalità di mitigare il rischio di oscillazione del costo del gas naturale destinato alla produzione e vendita di energia elettrica, nonché quello relativo alla vendita del gas naturale medesimo. Il risultato di tali operazioni, contabilizzato nella Filiera Idrocarburi, è stato riclassificato nella Filiera Energia Elettrica. Tale riclassificazione viene effettuata, in considerazione della rilevanza delle variazioni dei prezzi delle commodity e dei cambi nel periodo, al fine di consentire una lettura gestionale dei risultati industriali.

ANDAMENTO E RISULTATI DEL GRUPPO NEL PRIMO SEMESTRE 2011

Andamento della gestione

Il primo semestre 2011 registra ricavi di vendita pari a 5.662 milioni di euro in aumento dell'11,3% rispetto al semestre dell'anno precedente.

Tale incremento ha interessato la Filiera Energia Elettrica +11,5% e la Filiera Idrocarburi per la parte di ricavi realizzati verso terzi (+11,1%, come da Informativa Settoriale), principalmente in virtù dell'aumento dei prezzi medi di vendita determinati dallo scenario di riferimento.

Il margine operativo lordo si attesta a 491 milioni di euro, in diminuzione di 135 milioni di euro (-21,6%), rispetto ai 626 milioni di euro del primo semestre 2010 a causa della riduzione del margine operativo lordo *adjusted*¹ della Filiera Energia Elettrica (-95 milioni di euro) e della Filiera Idrocarburi (-39 milioni di euro). In particolare la variazione negativa del margine operativo lordo *adjusted*¹ della Filiera Energia Elettrica è imputabile principalmente alla minore redditività del segmento CIP 6/92 mentre il decremento del margine operativo lordo *adjusted*¹ della Filiera Idrocarburi è attribuibile all'attività di compra-vendita del gas naturale i cui effetti economici, negativi nel primo semestre 2011, sono stati solo in parte mitigati dal contributo positivo realizzato nel segmento Exploration&Production; con riferimento alla Filiera Idrocarburi va sottolineato che il margine operativo lordo del semestre ha beneficiato della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di gas naturale a lungo termine dalla Norvegia e dalla Russia, rispettivamente con le controparti Eni e Promgas.

Si rimanda al commento delle Filiere per un'analisi più approfondita dell'andamento del periodo in questione.

Il risultato operativo si attesta a 106 milioni di euro, in calo di 158 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010; tale riduzione, oltre al calo della redditività già commentata precedentemente, riflette maggiori svalutazioni di cespiti per 58 milioni di euro, e beneficia di minori ammortamenti di immobilizzazioni, principalmente a seguito degli effetti della scadenza di alcune convenzioni CIP 6/92 e delle svalutazioni effettuate a fine 2010, nonché di minori ammortamenti per investimenti in esplorazione.

Le citate svalutazioni si riferiscono quasi interamente a centrali termoelettriche e nello specifico riflettono l'incremento del rischio paese per le centrali situate in Grecia e, per alcuni impianti situati in Italia, la ridefinizione dei profili di produzione dettata dal perdurare delle condizioni di scarsa redditività del mercato elettrico nazionale.

Il risultato prima delle imposte che recepisce altresì oneri finanziari netti per 94 milioni di euro è pari a 11 milioni di euro (+242 milioni nel primo semestre 2010).

Il risultato netto di competenza di Gruppo è negativo per 62 milioni di euro, in diminuzione di 204 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010, ed include il risultato netto da attività in dismissione negativo per 22 milioni di euro principalmente riconducibile alla svalutazione delle centrali termoelettriche di Taranto oggetto dell'accordo di vendita al Gruppo Riva.

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2011 è risultato pari a 3.866 milioni di euro (4.171 al 30 giugno 2010) in aumento rispetto ai 3.708 milioni rilevati a fine dicembre 2010. Per un'analisi più dettagliata delle principali componenti si rimanda al paragrafo "*Indebitamento finanziario netto*" contenuto all'interno del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

(1) Vedi nota a pag.12.

Di seguito si riporta l'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto:

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010
(3.858)	A. (Indebitamento) finanziario netto iniziale	(3.708)	(3.858)
1.369	Margine operativo lordo	491	626
148	Variazione del capitale circolante operativo	(252)	(77)
(304)	Imposte dirette pagate (-)	(128)	(221)
(81)	Variazione altre attività (passività)	(30)	(51)
1.132	B. Cash flow operativo	81	277
(557)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-)	(243)	(320)
(7)	Investimenti in immobilizzazioni finanziarie (-)	-	(2)
(42)	Prezzo di acquisizione business combinations (-)	-	-
8	Prezzo di cessione immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie	96	6
8	Rimborsi di capitale da immobilizzazioni finanziarie	9	4
1	Dividendi incassati	1	1
543	C. Cash flow disponibile (Generazione di cassa)	(56)	(34)
(144)	(Oneri) proventi finanziari netti	(94)	(51)
10	Apporti di capitale sociale e riserve	-	10
(259)	Dividendi pagati (-)	(8)	(238)
150	D. Cash flow dopo la gestione finanziaria	(158)	(313)
-	Variazione area di consolidamento	-	-
150	E. Cash flow netto del periodo	(158)	(313)
(3.708)	F. (Indebitamento) finanziario netto finale	(3.866)	(4.171)

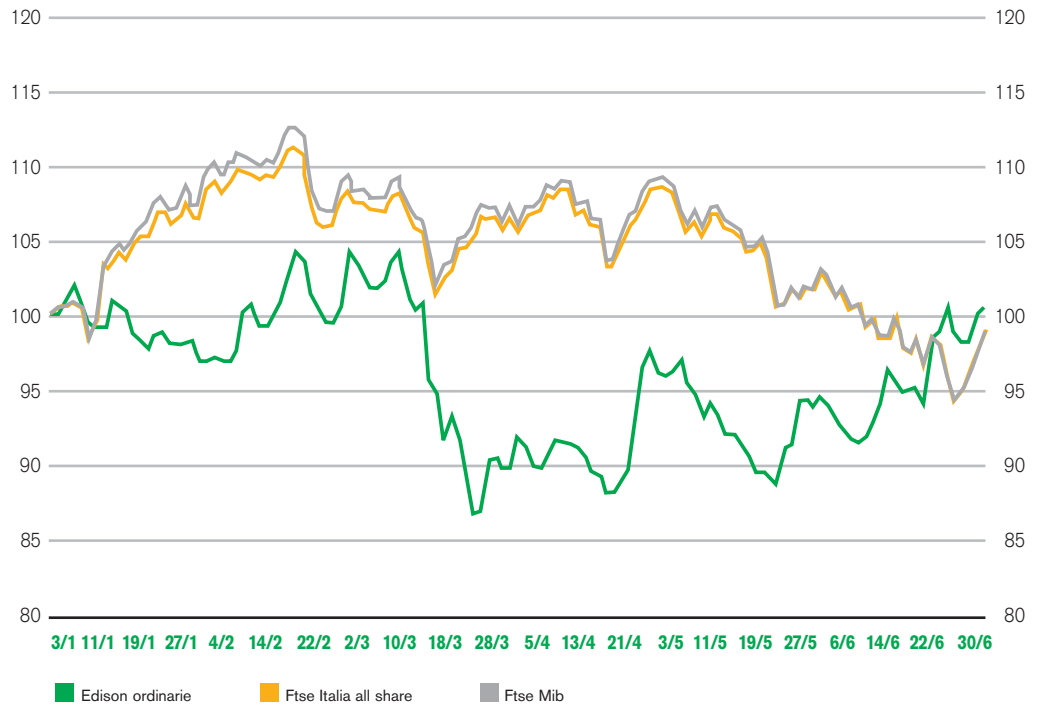
Evoluzione prevedibile dei risultati a fine esercizio

La rinegoziazione del contratto di approvvigionamento di lungo termine con Promgas permette di confermare la stima di EBITDA per l'anno in corso a 900 milioni di euro come già comunicato al mercato in data 14 marzo 2011. L'impatto della difficile situazione del mercato del gas sulla redditività del Gruppo perdurerà fino alla conclusione positiva dei negoziati e dei procedimenti arbitrali in corso per i contratti gas di lungo termine.

L'obiettivo della società è quello di ottenere nel corso del corrente e dei prossimi esercizi sia una ragionevole redditività dei contratti gas sia i riconoscimenti a tantum relativi agli esercizi precedenti.

EDISON E I MERCATI FINANZIARI

Grafico andamento della quotazione Edison nel periodo 3/1 - 30/6/2011.



Quotazioni e altri indicatori per azione

	30 giugno 2011	31 dicembre 2010
Edison Spa		
Quotazione di Borsa (in euro) ⁽¹⁾ :		
- azioni ordinarie	0,8278	0,8660
- azioni di risparmio	0,9784	1,2365
Numero azioni (a fine periodo):		
- azioni ordinarie	5.181.108.251	5.181.108.251
- azioni di risparmio	110.592.420	110.592.420
Totale azioni	5.291.700.671	5.291.700.671
Gruppo Edison		
Utile (perdita) per azione:		
risultato di base azioni ordinarie ⁽²⁾	(0,0125)	0,0034
risultato di base azioni di risparmio ⁽²⁾	0,0250	0,0334
risultato diluito azioni ordinarie ⁽²⁾	(0,0125)	0,0034
risultato diluito azioni di risparmio ⁽²⁾	0,0250	0,0334
Patrim. netto di Gruppo per az. (in euro)	1,489	1,500
Prezzo/Utile per azione (P/E) ⁽³⁾	n.s.	254,38

⁽¹⁾ Media aritmetica semplice dei prezzi nell'ultimo mese solare del periodo di riferimento.

⁽²⁾ Calcolato in base al principio IAS n. 33.

⁽³⁾ Rapporto fra il prezzo dell'azione ordinaria a fine periodo e l'utile per azione di base.

Altri indicatori finanziari

Rating

	Corrente	31 dicembre 2010
Standard & Poor's		
Rating M/L	BBB	BBB
Outlook M/L termine	Watch Dev.	Stable
Rating B/T	A-2	A-2
Moody's		
Rating	Baa3	Baa3
Outlook M/L termine	Negative	Stable

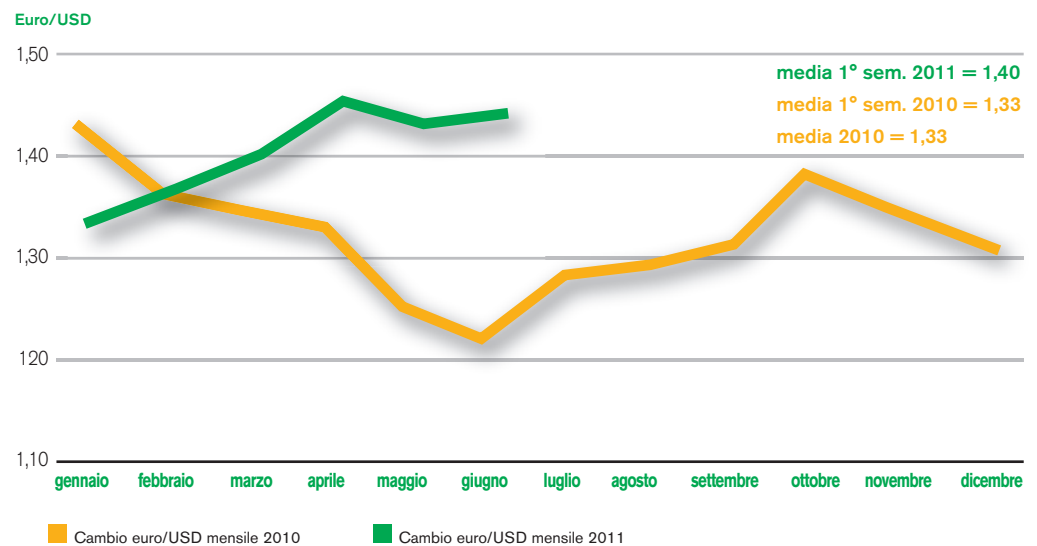
QUADRO ECONOMICO DI RIFERIMENTO

Nel primo semestre del 2011 l'economia mondiale ha continuato a espandersi grazie soprattutto alla forte crescita dei paesi emergenti e al consolidamento della ripresa nell'Area euro. La crescita dei paesi emergenti asiatici (Corea e Taiwan in particolare) appare infatti in accelerazione, equilibrata fra domanda estera e interna, ma con un forte accumulo di scorte, mentre in Cina i principali indicatori relativi a investimenti, costruzioni e consumi non mostrano evidenti segni di rallentamento, pur continuando la stretta sugli aggregati monetari e creditizi. Quanto all'Area euro, la crescita è in gran parte dovuta alla Germania, grazie a un robusto ciclo di investimenti e alla crescita dei consumi delle famiglie.

Nel complesso, la ripresa appare tuttavia meno vivace rispetto ai ritmi di fine 2010 e inizio 2011, complice il rallentamento dell'economia americana, dove continua a farsi sentire la debolezza del settore delle costruzioni; si scontano inoltre gli effetti negativi del terremoto giapponese, i rincari delle materie prime, le strette monetarie nei paesi emergenti e pesano le correzioni dei deficit pubblici. A tutto questo si aggiunge infine il peggioramento delle situazioni di Irlanda, Portogallo e Grecia che hanno aumentato le tensioni sui mercati finanziari e i timori di contagio degli altri Paesi periferici.

Per quanto riguarda l'Italia la crescita rimane fragile e i differenziali con la media dei Paesi europei, la cui crescita in questo primo semestre ha accelerato più del previsto, si sono ulteriormente allargati.

Per quanto riguarda il rapporto di cambio dell'euro verso il dollaro USD, la moneta unica europea ha continuato ad apprezzarsi dal mese di gennaio al mese di aprile, quando la quotazione media mensile ha raggiunto il massimo di 1,44 dollari per euro, successivamente nel mese di maggio si è leggermente deprezzata per poi apprezzarsi nuovamente nel mese di giugno. Complessivamente, nel primo semestre del 2011, il tasso di cambio si è attestato su un valore medio di 1,40 USD per euro, in aumento del +5,6% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.



Sul fronte del mercato petrolifero, nel primo semestre 2011 la quotazione del Brent ha fatto registrare una volatilità piuttosto alta. In particolare il prezzo del greggio è partito da un livello medio di 97 USD/barile a gennaio 2011, ha toccato i massimi livelli post recessione nel mese di aprile 2011 (circa 123 USD/barile) a causa della tensioni politiche nord-africane, e si è attestato su un livello di circa 114 USD/barile nei mesi di maggio e giugno 2011.

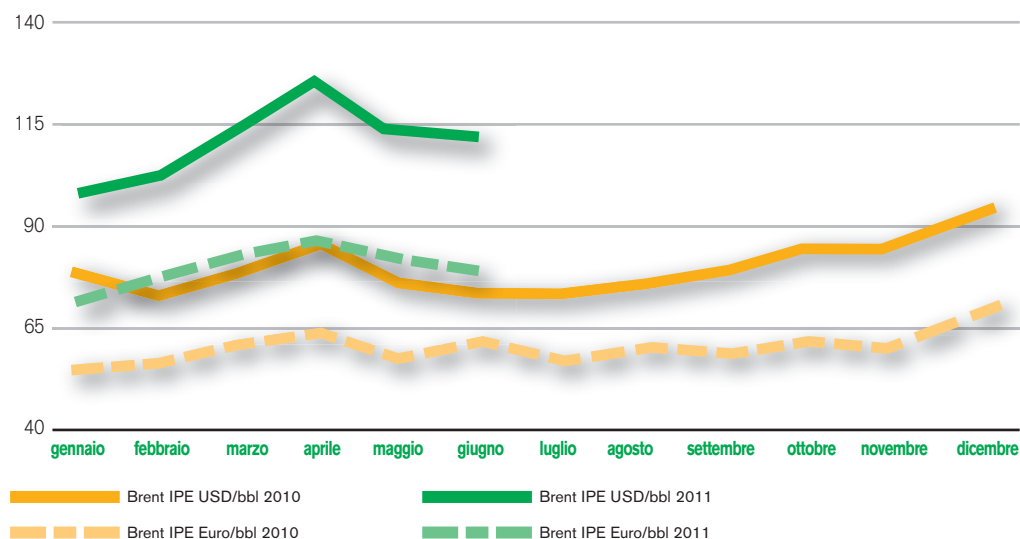
Confrontando il primo semestre 2011 con lo stesso periodo dell'anno precedente, la quotazione in dollari del Brent ha subito una variazione positiva del 41,8%. Fra i fattori che maggiormente hanno contribuito al sensibile aumento delle quotazioni si citano: la continua crescita economica in Cina, che anche nel primo semestre 2011 ha fatto registrare una crescita della produzione industriale a doppia cifra, le tensioni politiche in atto nei Paesi nord-africani ed il timore di rivolte popolari nei Paesi dell'area medio-orientale.

L'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro ha mitigato l'aumento del greggio in euro che si incrementa del 34,2% rispetto al semestre precedente.

La tabella ed il grafico che seguono riportano i valori medi per semestre e la dinamica mensile nel corso dell'anno corrente e dell'anno precedente:

Esercizio 2010		1° Semestre 2011	1° Semestre 2010	Variazione %
80,3	Prezzo petrolio USD/bbl ⁽¹⁾	111,1	78,4	41,8%
1,33	Cambio USD/euro	1,40	1,33	5,6%
60,5	Prezzo petrolio euro/bbl	79,2	59,0	34,2%

⁽¹⁾ IPE Brent



ANDAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO ITALIANO

Bilancio di Energia Elettrica in Italia e scenario di riferimento

Esercizio 2010	TWh	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
286,5	Produzione netta:	141,3	140,0	1,0%
218,3	- Termoelettrica	107,5	105,3	2,0%
53,2	- Idroelettrica	24,2	27,3	(11,3%)
15,0	- Altre rinnovabili ⁽¹⁾	9,6	7,4	30,0%
43,9	Saldo netto Import/export	22,7	22,9	(0,7%)
(4,3)	Consumo pompaggi	(1,1)	(2,6)	(55,1%)
326,1	Totale domanda	162,9	160,3	1,6%

Fonte: elaborazioni su dati 2010 e preconsuntivi 2011 Terna al lordo delle perdite di rete.

⁽¹⁾ Include produzione geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica.

La domanda lorda complessiva di energia elettrica in Italia del primo semestre 2011 è stata pari a 162,9 TWh (TWh = miliardi di kWh), in aumento dell'1,6% rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente; in termini decalendarizzati (i.e. depurando il dato dagli effetti derivanti da variazioni del numero di giornate lavorative) tale incremento rimane invariato.

L'incremento della richiesta di energia elettrica di 2,6 TWh e la contestuale riduzione, sia delle importazioni nette di 0,2 TWh che dei consumi da pompaggio di 1,5 TWh, hanno determinato una crescita della produzione nazionale netta di 1,3 TWh. La produzione nazionale del periodo, al netto dei pompaggi, ha quindi coperto l'86,0% della domanda rispetto all'85,7% del primo semestre del 2010, mentre le importazioni nette sono passate dal 14,3% al 14,0%.

Rispetto ai volumi che avevano caratterizzato i primi sei mesi 2010, il saldo netto import/export rimane pressoché costante. In generale, si assiste ad un differenziale di prezzo sostanzialmente invariato con la Francia e significativamente ridotto con la Germania (circa 6,0 euro/MWh). La dinamica dei prezzi in Germania è legata alla scelta da parte del governo tedesco del decommissioning degli impianti nucleari (otto reattori nell'immediato, chiusura dei rimanenti reattori nel 2018), che ha portato ad una riduzione dell'offerta e all'utilizzo, almeno nelle ore a più alta richiesta di energia elettrica, di tecnologie più costose. Lo stesso discorso può essere applicato ai prezzi in Francia, alla prese con i controlli di sicurezza degli impianti nucleari. Nello specifico la riduzione delle importazioni nette di 0,2 TWh (-0,7%) è determinata da un calo delle importazioni nette da nord-est (frontiere Austria e Slovenia) di 1,6 TWh e da un incremento delle importazioni nette da nord-ovest (frontiere Francia e Svizzera) di 1,4 TWh. Si è inoltre assistito ad una crescita di circa 0,1 TWh del flusso netto dalla Grecia verso l'Italia.

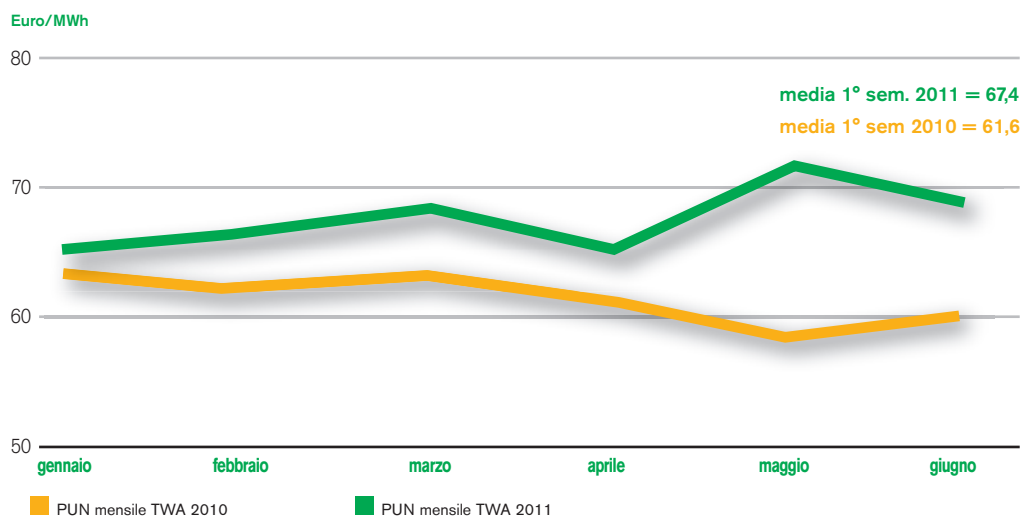
La crescita della produzione nazionale netta di 1,3 TWh (+1,0%) è ascrivibile:

- alla riduzione della produzione idroelettrica, più allineata ai valori della medie storiche, in calo di 3,1 TWh (-11,3%);
- al forte sviluppo delle altre produzioni da fonti rinnovabili, cresciute nel complesso di 2,2 TWh (+30,0%) grazie alla straordinaria crescita delle produzioni fotovoltaiche, +2,0 TWh, quasi quadruplicate rispetto ai valori del semestre precedente;
- alla dinamica che ha contraddistinto il settore termoelettrico la cui produzione nel semestre si attesta a 107,5 TWh evidenziando un leggero incremento (+2,0%) principalmente frutto della crescita delle produzioni a carbone.

Relazione intermedia sulla gestione

Con riferimento allo scenario prezzi, al 30 giugno 2011 la quotazione media del PUN TWA (Prezzo Unico Nazionale Time Weighted Average), si è attestata ad un livello di 67,4 euro/MWh, registrando un incremento di circa il 9,4% rispetto ai primi sei mesi del 2010 (61,6 euro/MWh) principalmente legato alla crescita dei costi di combustibili che determinano un costo medio di generazione superiore a quello del primo semestre 2010.

I movimenti dei prezzi in ore piene ed ore vuote nei primi mesi 2011 rendono più chiare le dinamiche emerse dall'analisi del prezzo TWA. In particolare i prezzi in ore vuote registrano un incremento (+13% circa) maggiore di quelli in ore piene (+4% circa) riducendo di fatto lo *spread* tra prezzi *peak* e *off peak*, a testimonianza dell'incremento dei costi di generazione mitigato nelle ore "peak" da un incremento del margine di riserva frutto della maggior capacità installata e disponibile.



Bilancio di Gas Naturale in Italia e scenario di riferimento

Esercizio 2010	Mld/mc	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
33,8	Servizi e usi civili	18,3	20,0	(8,3%)
17,6	Usi industriali	9,1	8,9	2,3%
29,8	Usi termoelettrici	13,9	14,4	(3,4%)
1,4	Autoconsumi e perdite	0,7	0,7	(4,8%)
82,6	Totale domanda	42,0	44,0	(4,5%)

Fonte: dati 2010 e preliminari 2011 Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.

Nel corso del primo semestre del 2011 la domanda di gas naturale in Italia ha registrato un trend negativo rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, attestandosi a circa 42 miliardi di metri cubi, con una riduzione complessiva di circa 2 miliardi di mc (-4,5%).

Tale dinamica è da imputarsi principalmente alle temperature registrate nei primi mesi dell'anno più alte rispetto al 2010, che hanno ridotto il consumo di gas residenziale.

In particolare per il primo semestre 2011 si evidenzia:

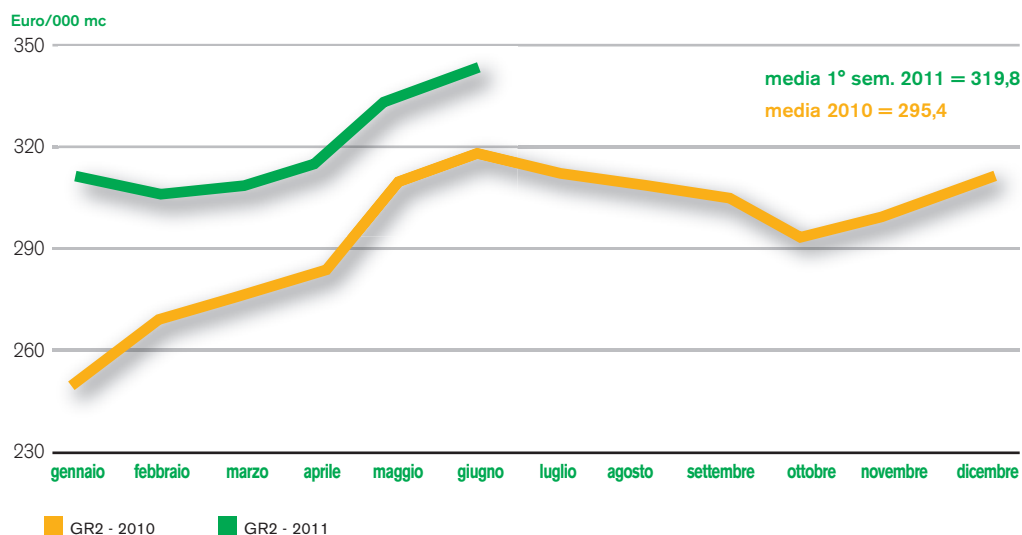
- calo dei consumi civili (-8,3%), in funzione di un andamento climatico con temperature superiori all'anno precedente (le temperature del primo semestre 2010 risultano inferiori alla media storica);
- crescita dei consumi industriali (+2,3%), dovuta ai deboli segnali di ripresa economica nella prima metà dell'anno;
- riduzione dei consumi termoelettrici (-3,4%), causata dall'aumento delle produzioni a carbone e a fonte rinnovabile.

In termini di fonti di approvvigionamento il primo semestre 2011 ha registrato:

- un calo della produzione nazionale (-6,2%, andamento in linea con il trend decrescente registrato negli ultimi anni e atteso per il futuro);
- una leggera diminuzione delle importazioni (-2,1%) causata dalla riduzione della richiesta totale di gas naturale in Italia; si ricorda in proposito che a causa delle tensioni in Libia dal 22 febbraio scorso è interrotta la fornitura di gas libico attraverso il gasdotto Green Stream e che conseguentemente si sono incrementate le importazioni dalla Russia;
- un maggior riempimento degli stoccaggi rispetto al 2010, causato da una minore erogazione nel primo trimestre per la minor domanda di gas naturale e da una maggiore iniezione nel secondo trimestre per una dinamica dei prezzi gas favorevole.

Con riferimento allo scenario prezzi al 30 giugno 2011, si rileva come lo scenario petrolifero commentato in precedenza si traduca, in virtù dell'isteresi temporale con cui esso è riflesso nei prezzi del gas, in un aumento più contenuto delle formule indicizzate rispetto al Brent in euro/bbl. Infatti i livelli dei prezzi del gas del primo semestre 2011 risentono solo parzialmente dei prezzi dei fondamentali del medesimo periodo e sono maggiormente impattati da uno scenario congiunto di greggio e cambio euro/USD.

Prendendo a riferimento dell'andamento dei costi di importazione a lungo termine del gas naturale indicizzato la quotazione mensile della *Gas Release 2* (rappresentata nel grafico sottostante) si osserva un aumento della formula *Gas Release 2* dell'11,8% rispetto al primo semestre dell'anno precedente risultante dai livelli sostenuti del *brent*.



La componente tariffaria CCI (Corrispettivo di Commercializzazione all'Ingresso), rappresentativa dei livelli di prezzo praticati sul mercato residenziale, vale 298,7 euro/000 mc nel primo semestre 2011, in aumento dell'16,9% rispetto ai 255,5 euro/000 mc del primo semestre 2010.

Occorre evidenziare che i valori per la CCI sui due periodi considerati sono fissati da due delibere differenti, rispettivamente la delibera ARG/gas 64/09 e la delibera ARG/gas 89/10. In particolare quest'ultima, in un contesto di mercato con bassa domanda e con un valore del gas naturale potenzialmente più basso, mira ad un abbassamento del livello della formula con lo scopo "di assicurare un'equa ripartizione dei benefici delle riduzioni dei medesimi costi tra clienti finali del servizio di tutela ed esercenti la vendita".

La tabella sottostante riporta i valori medi per semestre della *Gas Release 2* e della CCI:

Esercizio 2010		1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
295,4	Gas Release 2 - euro/000 mc ⁽¹⁾	319,8	285,9	11,8%
270,0	CCI - euro/000 mc ⁽²⁾	298,7	255,5	16,9%

⁽¹⁾ Gas Release 2: gas rivenduto da ENI ai competitors per delibera dell'Autorità Antitrust del 2007, rappresentativo dei costi del gas per forniture long term. Il prezzo è espresso al PSV.

⁽²⁾ CCI (Corrispettivo di Commercializzazione all'Ingresso) fissato dalla delibera 134/06 ed aggiornato in accordo alle delibere ARG/gas 192/08, 40/09, 64/09 e 89/10. Il prezzo è espresso al confine.

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO

Nel seguito si evidenziano i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa che si è succeduta nel corso del primo semestre 2011 per i diversi ambiti del business aziendale.

Energia Elettrica

Produzione

Risoluzione anticipata Convenzioni CIP 6/92: Edison ha aderito nel corso del 2010 alla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92 degli impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da combustibili fossili (Jesi, Milazzo, Porto Viro, Porcari), optando per il regime di pagamento del corrispettivo in forma rateizzata. La risoluzione ha efficacia a partire dal 1° gennaio 2011.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha anche definito il decreto che indicherà i parametri e le modalità per la risoluzione anticipata degli impianti a combustibile di processo (Taranto e Piombino per Edison). Il provvedimento, in attesa del visto della Corte dei Conti, dovrebbe essere emanato entro la fine di luglio 2011.

Concessioni idroelettriche: si è tenuta in data 8 giugno 2011 l'udienza di discussione del ricorso avverso le disposizioni nazionali, di cui alla legge 122/2010, oggetto di impugnazione dinanzi la Corte Costituzionale da parte della Regione Liguria (che ha impugnato l'art. 15, comma 6-ter, lett. b) e d) e 6-quater) e della Regione Emilia Romagna (che ha contestato la sola legittimità del comma 6-quater) per asserita violazione dell'art. 117, comma 3, Costituzione. Con successiva sentenza n. 205/2011 (depositata in data 13 luglio 2011), la Corte Costituzionale, in accoglimento delle questioni sollevate dalla Regione Liguria, ha dichiarato l'illegittimità costituzionale (per violazione del riparto di competenze delineato dall'art. 117, terzo comma, Cost.), dell'art. 15, comma 6-ter, lettere b) e d), che dispone la proroga di cinque anni delle concessioni idroelettriche ed un'ulteriore proroga di sette in alcuni specifici casi, nonché dell'art. 15, comma 6-quater, nella parte in cui prevede che le disposizioni del comma 6-ter, lettere b) e d), si applicano fino all'adozione di diverse disposizioni legislative da parte delle Regioni, per quanto di loro competenza.

Con riferimento invece al ricorso del Governo avverso la legge regionale lombarda (art. 14, legge regionale n. 19 del 23 dicembre 2010) per asserita difformità dalla normativa nazionale e comunitaria di riferimento, si segnala che l'udienza di discussione è stata fissata per il 18 ottobre 2011. Si ricorda che secondo il Governo, il Legislatore regionale avrebbe ecceduto la propria competenza e violato l'articolo 117, comma 1, della Costituzione in riferimento ai vincoli derivanti dall'ordinamento comunitario, l'art. 117, comma 2 lett. e) della Costituzione in materia di tutela della concorrenza nonché l'art. 117, comma 3 della Costituzione in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia.

In aggiunta, la Commissione Europea ha avviato, con lettera di messa in mora del 15 marzo 2011, una nuova procedura di infrazione n. 2011/2026 contro l'art. 15, comma 6-ter della Legge 122/2010 (i.e. Manovra Economica) considerando le misure adottate in materia di proroghe delle concessioni vigenti contrarie alla libertà di stabilimento di cui all'art. 49 del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea (TFUE). Il Governo Italiano ha presentato le proprie osservazioni nel termine previsto (15 luglio 2011).

Ambiente

Decreto Fonti Rinnovabili: è stato pubblicato (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011) il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 recante "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE". Il nuovo meccanismo di incentivazione, che decorrerà dal 1° gennaio 2013, sarà applicato ad impianti nuovi, a quelli realizzati a seguito di integrale ricostruzione, ai potenziamenti (producibilità aggiuntiva), alle centrali ibride e ai rifacimenti parziali e totali. Si prevede un incentivo costante (*feed-in*) per tutta la durata della vita media utile convenzionale delle tipologie impiantistiche a decorrere dalla data di entrata in esercizio, in grado di garantire un'equa remunerazione dei costi d'investimento e di esercizio. Esso sarà attribuito tramite contratti di diritto privato fra il Gestore Servizi Energetici (GSE) e il soggetto responsabile dell'impianto (contratto definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas - AEEG). Il decreto prevede che:

- agli impianti con una potenza da definire (comunque non inferiore a 5 MW), l'incentivo sarà diversificato per fonte e scaglioni di potenza e attribuito alla data di entrata in esercizio degli impianti;
- agli impianti, invece, con una potenza superiore alla soglia minima individuata, l'incentivo sarà assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE.

Con decreti successivi saranno definite le modalità per l'attuazione dei sistemi di incentivazione e la relativa metodologia di espletamento delle aste.

I decreti di attuazione saranno adottati entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo. Il decreto prevede inoltre l'incentivazione agli interventi di rifacimenti parziali e totali, per contingenti di potenza e nella misura, rispettivamente, del 25% e del 50% dell'incentivo spettante alla produzione di elettricità degli impianti nuovi. Per gli impianti a biomasse il valore dell'incentivo per i rifacimenti parziale e totale è pari, rispettivamente, all'80% e al 90% dell'incentivo spettante alla produzione di elettricità degli impianti nuovi (incentivo escluso per le opere di manutenzione ordinaria e per adeguamenti alle prescrizioni di legge). Conseguentemente è stato soppresso il comma 10 dell'art. 23 (rifacimenti in caso di possesso di IAFR).

È prevista altresì la disciplina del periodo transitorio. Gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 continueranno ad essere incentivati con l'attuale sistema (Certificati Verdi e tariffa onnicomprensiva) fino al 2015. Nel regime di vigenza dei Certificati Verdi, la quota d'obbligo fino al 2012 assume i valori previsti dalla legge finanziaria 2008 (7,55%) per poi calare progressivamente fino ad azzerarsi al 2015. Per il periodo 2011 - 2015, il GSE ritira annualmente i Certificati Verdi in eccesso fino al 2015 ad un prezzo pari al 78% di (180 - PUN), mentre le tariffe fisse onnicomprensive e fattori moltiplicativi rimangono costanti fino al 2015 e congelati al valore attuale, come pure rimane congelato il valore di riferimento di 180 euro/MWh per gli impianti entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2012. Il GSE ritira, altresì, i Certificati Verdi prodotti con impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento ad un prezzo pari al prezzo medio di mercato registrato nel 2010.

Dopo il 2015 il decreto prevede una garanzia di transizione dal vecchio al nuovo meccanismo incentivante (anche per impianti non alimentati a FER) attraverso la trasformazione del diritto ai Certificati Verdi nel diritto all'incentivo previsto dal presente decreto (*feed-in*) al fine di assicurare la redditività degli investimenti. È prevista la cumulabilità con la detassazione dal reddito d'impresa degli investimenti in macchinari e apparecchiature per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013.

Il Ministero sta definendo la normativa di dettaglio e di attuazione che dovrebbe essere emanata subito dopo l'estate 2011.

Quarto conto energia: è stato pubblicato (G.U. n. 109 del 12 maggio 2011) il decreto ministeriale 5 maggio 2011 recante la disciplina delle modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica.

Il Quarto Conto Energia, che troverà applicazione per gli impianti fotovoltaici che entreranno in esercizio in data successiva al 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016, prevede tra l'altro:

- innalzamento del target di potenza fotovoltaica installata al 2020 da 8 GW a 23 GW con previsione di spesa annua tra 6 - 7 miliardi di euro;
- introduzione della definizione di piccoli e grandi impianti: i) Piccoli impianti su edifici, potenza < 1 MW; ii) Piccoli impianti a terra, potenza < 200 kW in regime scambio sul posto; iii) Grandi impianti: tutti gli altri;
- definizione del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi come sommatoria dei prodotti della potenza di ciascun impianto per l'incentivo riconosciuto per la produzione annua effettiva (se disponibile), oppure per la producibilità stimata;
- introduzione di un *cap* di spesa annuo per il periodo tra il 1° giugno 2011 e il 31 dicembre 2012 solo per i grandi impianti con obiettivi indicativi di potenza;
- dal 2013 al 2016, il superamento dei costi indicativi di spesa non limita l'accesso alle tariffe incentivanti ma determina una riduzione delle tariffe del periodo immediatamente successivo;
- introduzione di un *cap* indicativo di spesa annuo per gli anni dal 2013 al 2016 per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative (titolo III) e per gli impianti fotovoltaici a concentrazione (titolo IV);

- per gli impianti fotovoltaici di cui al titolo III e IV negli anni dal 2013 in avanti il superamento dei limiti di spesa previsti in un determinato periodo comporta una riduzione delle tariffe del periodo immediatamente successivo.

Con il nuovo meccanismo incentivante si prevede di raggiungere la *grid parity*, cioè la competitività della tecnologia, nel 2017.

Mercato all'ingrosso

Unità essenziali per la sicurezza del sistema (UESS): l'AEEG ha dato attuazione a quanto disposto nel 2010. In particolare l'impianto di San Filippo del Mela (MS) è stato ammesso con delibera ARG/elt 247/10 (del 28 dicembre 2010) al reintegro dei costi limitatamente al solo anno 2011 per le unità connesse a 220 kV e fino al 2013 per le unità connesse a 150 kV. Sempre su questo tema si segnala anche che con la delibera ARG/elt 8/11 l'Autorità ha ulteriormente precisato le modalità di offerta su Mercato del Giorno Prima (MGP) degli impianti essenziali ammessi al reintegro dei costi e ha contestualmente adeguato le metodologie di calcolo dei costi variabili riconosciuti.

Proseguono anche le attività inerenti i contenziosi amministrativi: è stata presentata la domanda di risarcimento danni nell'ambito del contenzioso relativo alla delibera ARG/elt 97/08 sulla base dei criteri già definiti dal Consiglio di Stato per l'analoga richiesta presentata da Enel; si attende, invece, il parere della Corte di Giustizia Europea richiesto dal Tar Lombardia sul ricorso presentato avverso la delibera ARG/elt 52/09.

Riforma del mercato elettrico: il primo semestre 2011 non ha visto particolari attività di rilievo su questo tema, fatto salvo il congelamento del pagamento dell'ulteriore corrispettivo previsto dalla disciplina transitoria del *capacity payment* (delibera 48/04, modificata dalla delibera ARG/elt 166/10), a seguito dell'accoglimento da parte del Tar Lombardia della richiesta di sospensiva avanzata da Enel ed altri operatori del settore.

Reti interne di utenza: il concetto di Rete interna di utenza (RIU) è stato definito dalla legge n. 99/09 che ha dato mandato all'AEEG di identificare i siti presenti sul territorio nazionale e di approntarne la relativa regolazione in termini di erogazione dei servizi di connessione, vendita, dispacciamento, trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Per il gruppo Edison, nel corso del 2010, sono stati inseriti fra le RIU i siti di Terni, Torviscosa e Taranto (delibera ARG/elt 66/10): la normativa di dettaglio non è ancora stata emanata, tuttavia nel primo trimestre 2011 è stata avviata dall'AEEG con la delibera VIS 5/11 un'istruttoria conoscitiva sulla situazione attuale del sito di Terni con particolare attenzione alla gestione della centrale e della rete di proprietà di Edison e dei rapporti contrattuali esistenti con le utenze sottese.

Impianti di pompaggio: è stato pubblicato (G.U. n. 148 del 28 giugno 2011) il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 recante "Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE". Per il mercato all'ingrosso l'unica novità di rilievo è data dal divieto per Terna di esercitare attività di produzione di energia elettrica e di gestire, anche temporaneamente, impianti di generazione. Terna inserirà nel piano triennale di sviluppo della rete di trasmissione un'apposita sezione.

Mercato retail

Morosità - Sistema Indennitario: l'Autorità ha emanato a fine giugno un provvedimento (delibera ARG/elt 89/11) con il quale posticipa l'entrata in vigore del Sistema Indennitario nella sua forma definitiva, inizialmente previsto per il 1° gennaio 2012, allungando pertanto la validità della disciplina semplificata. L'entrata in vigore della forma definitiva del Sistema Indennitario dipenderà dal completamento del Sistema Informativo Integrato (SII), sistema si ricorda che sarà gestito da Acquirente Unico e con il quale i distributori e i venditori di energia elettrica e del gas si interfaceranno per gestire oltre il tema dei crediti vantati nei confronti di clienti finali che cambiano fornitore, anche il processo di cambio fornitore (*switching*) e, a tendere, anche la gestione dei dati di misura.

Edison ha presentato ricorso alla delibera ARG/elt 219/10 (Disposizioni per il funzionamento del Sistema Indennitario) presso il Tar Lombardia in data 7 febbraio 2011. In sede di prima udienza, avvenuta il 16 marzo 2011, Edison ha rinunciato all'istanza di sospensiva richiedendo una fissazione a breve termine dell'udienza di merito che si terrà in data 27 ottobre 2011.

Tariffe: dal 1° luglio 2011 i prezzi di riferimento dell'energia elettrica stabiliti dall'Autorità per il trimestre luglio - settembre subiscono un aumento dell'1,9% determinato principalmente dagli incentivi alle fonti rinnovabili ed assimilate, soprattutto il fotovoltaico (delibere ARG/elt 83/11, arg/com 87/11 e arg/com 88/11).

Codice di Condotta Commerciale: in merito alla nuova disciplina relativa al Codice di Condotta Commerciale per l'energia elettrica e il gas (delibera ARG/Com 104/10 e sue successive modifiche e integrazioni) contro la quale Edison e altri maggiori operatori e loro associazioni avevano a suo tempo presentato ricorso al Tar Lombardia, il 26 maggio u.s. è stata discussa la richiesta di sospensiva cautelare ma ad oggi non è ancora stato reso pubblico il pronunciamento del giudice.

Standard di qualità commerciale: a fine giugno a seguito di numerose richieste degli operatori, tra cui anche quella di Edison, nei confronti dell'Autorità, è stata differita di un anno, ossia fino a luglio 2012, l'entrata in vigore di un nuovo standard specifico per i venditori consistente nel riconoscere al cliente un indennizzo automatico crescente in relazione ai giorni di ritardo, qualora la richiesta di prestazione sia inoltrata al distributore oltre il termine di due giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta del cliente (delibera ARG/com 82/11). Entra invece in vigore dal 1° luglio 2011 un nuovo standard generale che prevede che il venditore fissi entro un giorno lavorativo un appuntamento con il cliente. Si ricorda che Edison ed Edison Energia hanno impugnato innanzi al Tar Lombardia il provvedimento che introduceva dal 1° luglio 2011 questi due nuovi standard di qualità (Delibera ARG/com 147/10) e ad oggi sono in attesa del pronunciamento da parte del giudice amministrativo.

Idrocarburi

Tariffe e mercato

Recentemente, l'Autorità è intervenuta nell'ambito della tutela gas:

- ridefinendo, in conformità a quanto previsto dal decreto legislativo n. 93/2011, il perimetro dei clienti finali aventi diritto alla tutela gas, includendovi anche i clienti non domestici con consumi fino a 50.000 Smc/anno nonché i vari servizi pubblici o privati che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui a titolo esemplificativo e non esaustivo gli ospedali, le case di cura e di riposo, i carceri e le scuole (delibera ARG/gas 71/11);
- definendo nuovi criteri di determinazione della componente che copre i costi di commercializzazione all'ingrosso (CCI) dei venditori per l'anno termico 1° ottobre 2011 - 30 settembre 2012 e prevedendo l'avvio di un procedimento per definire un intervento di riforma delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela ed in particolare della componente CCI, a partire dal 1° ottobre 2012, anche alla luce delle possibili evoluzioni del mercato legate alla prossima implementazione del bilanciamento di merito economico (delibera ARG/gas 77/11);
- aggiornando le condizioni economiche applicate al mercato tutelato gas per il trimestre luglio - settembre dando luogo ad un incremento delle stesse pari al 4,2% rispetto al trimestre precedente a causa di un aumento delle quotazioni internazionali del petrolio negli ultimi nove mesi (delibera ARG/gas 84/11).

Avvio del mercato del bilanciamento: con delibera ARG/gas 45/11, l'AEEG ha definito la disciplina del mercato del bilanciamento di merito economico, prevedendone il suo avvio operativo a partire dal 1° luglio 2011. Tale scadenza è stata poi prorogata dalla stessa AEEG con successivo provvedimento al 1° dicembre 2011 in ragione del ritardato adeguamento e completamento dei sistemi informativi del responsabile del bilanciamento - Snam Rete Gas.

Infrastrutture

Distribuzione gas: è stato pubblicato (G.U. n. 74 del 31 marzo 2011) il Decreto 19 gennaio 2011 del Ministero dello Sviluppo Economico recante "Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale" per l'affidamento delle concessioni del servizio di distribuzione.

Gli ambiti individuati sono 177 e hanno dimensioni comprese tra i 50.000 e i 300.000 clienti finali, con l'eccezione dei grandi centri urbani. Si attende un successivo provvedimento del Ministero per lo sviluppo Economico per la definizione dell'elenco dei Comuni appartenenti a ciascun bacino. Il testo pubblicato prevedeva la sospensione delle gare in corso non ancora aggiudicate o per le quali non fosse stato ancora pubblicato il bando di gara, tuttavia, i Comuni hanno disatteso questa previsione.

La pubblicazione in G.U. del decreto legislativo n. 93/2011 di recepimento del cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia" ha posto fine al contenzioso, salvaguardando le gare Comunali in corso ma bloccando ulteriori iniziative da parte dei Comuni. Le gare per il servizio della distribuzione gas si svolgeranno dunque per ambito ottimale.

Stoccaggio Gas: il decreto legislativo n. 93/2011 introduce importanti novità anche in materia di stoccaggio strategico e di stoccaggio di modulazione.

Relativamente allo stoccaggio strategico, questo è posto a carico non più solo dei soggetti importatori di gas naturale da Paesi non appartenenti all'Unione europea ma di tutti i soggetti importatori.

Sono modificate, inoltre, sia le modalità per il calcolo annuale da parte del Ministero dello Sviluppo Economico del volume complessivo della riserva strategica sia le regole relative agli obblighi di contribuzione a tale volume complessivo da parte dei soggetti importatori.

In tema di stoccaggio di modulazione, è stata modificata la platea di clienti finali (cosiddetti "clienti vulnerabili") i cui consumi determinano la quota della capacità di stoccaggio di modulazione da assegnare in via prioritaria (con criterio pro-quota) alle società che assicurano la fornitura dei suddetti consumi.

La categoria dei clienti vulnerabili, infatti, a decorrere dal 1° ottobre 2011 comprenderà, oltre ai clienti domestici, anche le utenze relative ad attività di servizio pubblico, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche o private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza, ma non includerà più i clienti civili e non civili con consumo non superiore a 200.000 metri cubi annui bensì quelli con consumi fino a 50.000 metri cubi annui.

La restante quota di capacità di stoccaggio di modulazione sarà conferita alle società grossiste attraverso procedure concorsuali definite dall'AEEG.

Il decreto, a differenza di quanto riportato negli schemi circolati durante l'iter di approvazione del provvedimento, conferma l'applicazione di un regime regolato per i servizi di stoccaggio.

Trasporto Gas: tra le disposizioni contenute nel decreto legislativo n. 93/2011, si segnalano le previsioni in materia di separazione dei Gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale dalle imprese verticalmente integrate. Il decreto introduce tre possibili modelli che possono essere adottati dall'impresa verticalmente integrata (Edison Spa), entro il 3 marzo 2012, ai fini del rispetto degli obblighi di separazione di Edison Stoccaggio - ramo trasporto.

Le tre diverse soluzioni che possono essere adottate dalla Società sono:

- conformare Edison Stoccaggio-ramo trasporto al modello del Gestore indipendente del sistema di trasporto (ITO), mantenendo proprietà e gestione dell'infrastruttura di trasporto;
- designare un Gestore di sistema indipendente (ISO), anche eventualmente l'impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas), mantenendo la sola proprietà dell'infrastruttura di trasporto;
- operare la separazione proprietaria (OU) del Gestore del sistema di trasporto, cedendo a terzi proprietà e gestione dell'infrastruttura di trasporto.

In caso di scelta del modello ITO, Edison Stoccaggio-ramo trasporto dovrà altresì ottenere dall'AEEG, entro il 3 marzo 2012, una certificazione di gestore di sistema di trasporto del gas naturale.

Tematiche trasversali

Nucleare: si è tenuto in data 12-13 giugno il referendum popolare per l'abrogazione parziale di disposizioni in materia di nuove centrali per la produzione di energia nucleare. L'originaria previsione legislativa statale

(D.L. 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133), sulla quale erano state raccolte le firme è stata modificata con il decreto legge 31 marzo 2011 n. 34 (commi 1-8 dell'articolo 5) convertito con modificazioni dalla legge 26 maggio 2011 n. 75. In ragione della successiva decisione del giudice costituzionale (sentenza n. 174 del 2011), il quesito referendario sottoposto agli elettori è stato quindi modificato. L'Ufficio centrale per il referendum, infatti, ha trasferito la precedente richiesta referendaria sui commi 1 ed 8 dell'art. 5 della nuova disciplina "ritenendoli "non suscettibili di produrre l'impedimento del corso delle operazioni referendarie", poiché recano una disciplina che fa "salva, nell'immediato e contro la volontà referendaria, una scelta attuale nuclearista definendo anche le articolazioni e gli strumenti attraverso i quali essa è, e resta, immediatamente operativa". L'affluenza è stata del 57,01% (dato sceso al 54,79% considerando i voti degli italiani all'estero) mentre ha votato per l'abrogazione delle norme il 94,05% dei votanti.

Politiche energetiche europee

EU ETS e mercato CO₂: con riferimento al mercato della CO₂ e all'*Emission Trading System (ETS)* si segnalano i seguenti temi di interesse:

- **Aste ETS per il 2013 - 2020:** a partire dal 2013 i titoli di emissione per la fase III dell'*EU ETS* per il settore termoelettrico non saranno più allocati con i Piani Nazionali di Allocazione ma tramite asta a titolo oneroso. L'organizzazione delle aste e del mercato avverrà secondo criteri armonizzati a livello UE stabiliti in un Regolamento attuativo della nuova Direttiva *ETS*. La Commissione ha annunciato un anticipo della vendita ad asta dei permessi *EUA* per 120 milioni di tonnellate di CO₂ già nel 2012, ha anche annunciato che 1,4 miliardi di tonnellate equivalenti in permessi di emissione saranno decurtati dal montante delle quote ad asta per mitigare l'effetto della crisi economica (calo delle emissioni) e del lungo di mercato della fase II. Questo dovrebbe contribuire all'efficacia dello schema nel trasferire segnali di prezzo al mercato per gli investimenti in misure di de-carbonizzazione.
- **Registri ETS:** il 17 giugno i rappresentanti dei Governi UE hanno approvato il Regolamento UE che introduce ulteriori misure di sicurezza a tutela del funzionamento dei registri *ETS* a seguito degli attacchi informatici e la chiusura forzata dei medesimi nel Gennaio 2011. Anche a fronte della possibilità di ricorrere a "trusted accounts" e delle misure per proteggere gli operatori in caso di furto delle credenziali di accesso, restano nel Regolamento le disposizioni per mantenere l'anonimato dei numeri seriali dei titoli acquistati. Tale misura espone a rischio i crediti da restituire a compliance nella misura in cui la lista degli *EUA* fraudolenti può essere aggiornata in qualunque momento, rendendo possibilmente inutilizzabili crediti acquistati sul mercato "in buona fede".
- **Mercato dei *Clean Development Mechanism (CDM)*:** è stata adottata dai Governi dell'UE, su proposta della Commissione, la Decisione Europea che mette al bando i crediti (CER) generati da progetti *CDM* sui gas industriali (HFC-23 e N₂O) a partire dal 1° maggio 2013. Inoltre nel corso del Consiglio Ambiente del 21 Giugno 16 governi UE (Germania, UK, Francia, Austria, Belgio, Estonia, Grecia, Svezia, Slovenia, Repubblica Ceca, Malta, Bulgaria, Lettonia, Lussemburgo e Slovacchia ma non l'Italia) hanno sottoscritto la dichiarazione del Governo Danese per cui, anche nel quadro dell'*Effort Sharing*, non utilizzeranno crediti HFC nel terzo periodo dell'*ETS*.

ANDAMENTO DEI SETTORI

Energia elettrica

Dati quantitativi

Fonti

Esercizio 2010	GWh (*)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
41.824	Produzione Italia:	17.273	20.321	(15,0%)
35.361	- produzione termoelettrica	14.316	17.336	(17,4%)
5.734	- produzione idroelettrica	2.600	2.629	(1,1%)
729	- produzione eolica e altre rinnovabili	357	356	0,2%
30.070	Altri acquisti ⁽¹⁾	17.649	14.331	23,2%
71.894	Totale fonti Italia	34.922	34.652	0,8%
943	Produzione estero	1.037	330	n.s.

(*) Un GWh è pari a un milione di kWh; riferito a volumi fisici.

⁽¹⁾ Al lordo delle perdite ed escluso portafoglio di trading.

Impieghi

Esercizio 2010	GWh (*)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
10.733	Dedicata CIP 6/92	2.964	5.460	(45,7%)
3.641	Clienti captive e altro	1.924	1.790	7,5%
57.520	Mercato libero:	30.034	27.402	9,6%
27.276	Clienti finali ⁽¹⁾	11.564	13.716	(15,7%)
1.327	IPEX e mandati	1.198	501	n.s.
15.422	Grossisti e portafoglio industriale	12.687	7.045	80,1%
13.495	Altre vendite ⁽²⁾	4.585	6.140	(25,3%)
71.894	Totale impieghi Italia	34.922	34.652	0,8%
943	Vendite produzione estero	1.037	330	n.s.

(*) Un GWh è pari a un milione di kWh.

⁽¹⁾ Al lordo delle perdite.

⁽²⁾ Escluso portafoglio di trading.

Dati economici

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
7.289	Ricavi di vendita	3.832	3.438	11,5%
1.055	Margine operativo lordo	361	428	(15,7%)
1.130	Margine operativo adjusted ⁽¹⁾	388	483	(19,7%)
242	Investimenti in immobilizzazioni	85	139	(38,8%)
1.949	Dipendenti (numero) ⁽²⁾	1.940	1.950	(0,5%)
119	- di cui da attività in dismissione	119	-	-

⁽¹⁾ Vedi nota pagina 12.

⁽²⁾ Valori di fine periodo; le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2010.

Produzioni ed Approvvigionamenti

Il portafoglio Edison, pur caratterizzato da un differente *mix*, nel semestre è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al primo semestre 2010.

Le produzioni del semestre in Italia si attestano a 17.273 GWh, in diminuzione del 15% rispetto al primo semestre 2010, evidenziando una flessione della produzione termoelettrica (-17,4%), un lieve calo della produzione idroelettrica (-1,1%) in linea con l'andamento nazionale e un sostanziale allineamento della produzione eolica e da altre fonti rinnovabili (+0,2%) anche grazie al contributo del parco eolico San Francesco, acquisito nel luglio 2010, la marcia a pieno regime del parco eolico di Mistretta e agli investimenti effettuati nel settore fotovoltaico che hanno compensato la diminuzione della produzione degli altri parchi eolici dovuta a minor ventosità.

Gli altri acquisti ad integrazione del portafoglio fonti sono aumentati del 23,2% rispetto al primo semestre 2010 mettendo in evidenza una strategia di ottimizzazione del costo medio delle fonti in virtù della quale si è beneficiato di acquisti da terzi laddove il vantaggio marginale rispetto ai costi di produzione ne giustificasse il ricorso.

Si sottolinea peraltro come in questa voce siano anche inclusi acquisti legati alle modalità operative di *bidding* degli impianti e altri volumi caratterizzati da una minore marginalità unitaria.

Le produzioni estere sono più che triplicate grazie al contributo della nuova centrale di Elpedison Power a Thisvi in Grecia i cui effetti sono inclusi nel perimetro di consolidamento a partire dal dicembre 2010.

Vendite ed Attività commerciali

Nel semestre le vendite nazionali di energia elettrica sono risultate pari a 34.922 GWh, sostanzialmente allineate allo stesso periodo dell'anno precedente.

Il segmento CIP 6/92 registra una pesante flessione (-45,7%) a seguito sia della risoluzione anticipata che della scadenza contrattuale di alcune convenzioni.

Le vendite al mercato libero si connotano per una contrazione dei volumi venduti ai clienti finali che registrano un calo di 2.152 GWh (-15,7%) a fronte di un incremento delle vendite a grossisti pari a 5.642 GWh (+80,1%). Tale dinamica è peraltro in parte imputabile ad una diversa modalità di fornitura ad una parte della clientela business, alcuni clienti energivori non più serviti direttamente, che nel corso del semestre in questione si è avvalsa del cosiddetto strumento *Interconnector* introdotto a fine 2009 con la delibera attuativa dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 179/09 e successive modifiche ed integrazioni con riferimento alla legge 99/2009.

Tale strumento ha permesso a tale segmento di clientela di acquistare energia all'ingrosso, con un meccanismo "virtuale" d'importazione, usufruendo di livelli di prezzo dell'energia tipici dei mercati europei a fronte della disponibilità da parte dei clienti stessi a partecipare a investimenti per nuove infrastrutture di importazione.

Sempre nell'ambito di codesto strumento il gruppo Edison ha offerto il servizio di consegna fisica di energia elettrica in Italia, attraverso alcune società controllate che, in qualità di grossista, hanno partecipato alle aste per lo *shipping* di energia ai clienti che usufruiscono dell'*interconnector* medesimo.

Inoltre va ricordato che in un contesto di volatilità dello scenario e di deterioramento della redditività del mercato spot, anche nel corso del 2011 il Gruppo ha optato per un contenimento della propria esposizione al rischio di fluttuazione delle *commodities* che si è tradotto in esigui volumi offerti in Borsa.

Le altre vendite al mercato libero, come commentato in precedenza sugli altri acquisti, includono i volumi legati a modalità operative degli impianti.

Dati economici

I ricavi di vendita del primo semestre 2011 ammontano a 3.832 milioni di euro, in aumento dell'11,5% rispetto allo stesso periodo del 2010, grazie all'aumento dei prezzi medi di vendita trainati dallo scenario di riferimento.

Il margine operativo lordo *adjusted* del semestre, che si attesta a 388 milioni di euro (483 milioni nei primi sei mesi del 2010), registra una diminuzione del 19,7% rispetto a quello dello stesso periodo dell'anno precedente in larga misura imputabile alla redditività cessante legata sia alla risoluzione anticipata che alla scadenza contrattuale di alcune convenzioni CIP 6/92 ed in parte alle attività nel mercato libero nel quale a fronte di un incremento dei volumi venduti perdura la compressione dei margini di commercializzazione.

Investimenti

Al 30 giugno 2011 sono stati contabilizzati investimenti per 85 milioni di euro riferibili per circa 28 milioni di euro al settore termoelettrico, principalmente per il revamping della centrale di Bussi, per circa 20 milioni di euro alla razionalizzazione e al rinnovo di impianti nel settore idroelettrico e per circa 37 milioni di euro al settore delle altre fonti rinnovabili. In particolare, per queste ultime, si segnala il ripotenziamento del parco eolico di San Giorgio e l'ampliamento del parco eolico di Foiano (BN) per circa 20 milioni di euro e la realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici tra cui Oviglio e Cascine Bianche (AL) per 15 milioni di euro.

Idrocarburi

Dati quantitativi

Fonti Gas

Esercizio 2010	Gas in milioni di mc	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
509	Produzione Italia	232	266	(12,8%)
7.671	Import via gasdotti	3.105	4.047	(23,3%)
5.813	Import via GNL	3.286	2.874	14,4%
1.873	Acquisti nazionali	1.057	710	48,8%
(27)	Variazione stoccaggi ⁽¹⁾	110	282	(61,1%)
15.839	Totale fonti Italia	7.790	8.179	(4,8%)
1.458	Produzione estero ⁽²⁾	788	725	8,7%

⁽¹⁾ Include perdite di rete; la variazione negativa indica immissione a stoccaggio.

⁽²⁾ Al lordo delle quantità trattenute come imposta sulle produzioni.

Impieghi Gas

Esercizio 2010	Gas in milioni di mc	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
2.975	Usi civili	1.284	1.979	(35,1%)
1.460	Usi industriali	768	771	(0,5%)
10.294	Usi termoelettrici	4.640	4.887	(5,1%)
1.110	Altre vendite	1.098	542	102,8%
15.839	Totale impieghi Italia	7.790	8.179	(4,8%)
1.458	Vendite produzione estero ⁽¹⁾	788	725	8,7%

⁽¹⁾ Al lordo delle quantità trattenute come imposta sulle produzioni.

Produzioni olio

Esercizio 2010	Migliaia di barili	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
2.331	produzione Italia	1.082	1.180	(8,3%)
1.159	produzione estero ⁽¹⁾	556	581	(4,2%)
3.490	Totale produzioni	1.638	1.761	(6,9%)

⁽¹⁾ Al lordo delle quantità trattenute come imposta sulle produzioni

Dati economici

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
5.040	Ricavi di vendita	2.560	2.552	0,3%
413	Margine operativo lordo	180	247	(27,1%)
338	Margine operativo adjusted ⁽¹⁾	153	192	(20,3%)
193	Investimenti in immobilizzazioni	150	96	56,3%
52	Investimenti in esplorazione	7	21	(66,7%)
1.357	Dipendenti (numero) ⁽²⁾	1.352	1.366	(0,4%)

⁽¹⁾ Vedi nota pagina 12.

⁽²⁾ Valori di fine periodo; le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2010.

Produzioni ed Approvvigionamenti

La produzione di gas del semestre, totalizzando Italia e estero, è risultata pari a 1.020 milioni di metri cubi, in lieve crescita (+2,9%) rispetto al semestre dell'anno precedente. Le produzioni estere, in aumento dell'8,7%, hanno compensato la dinamica di naturale declino delle produzioni dei campi in Italia.

La produzione di olio grezzo è risultata pari a 1.638 migliaia di barili, contro i 1.761 dei primi sei mesi del 2010; le minori produzioni in Italia sono ascrivibili al fisiologico declino dei giacimenti.

In diminuzione del 23,3% le importazioni via gasdotti attraverso contratti di lungo termine che riflettono i minori impieghi, in particolare per uso civile e per uso termoelettrico.

In proposito si segnala l'interruzione della fornitura di gas proveniente dalla Libia attraverso il gasdotto *Green Stream* a partire dal 22 febbraio scorso per far fronte alla quale si è fatto ricorso a maggiore import da altri contratti in portafoglio nell'ambito delle flessibilità contrattuali previste.

In crescita del 14,4% l'*import* di gas liquefatto di provenienza qatarina, rigassificato presso il Terminale LNG di Rovigo.

Vendite ed Attività Commerciale

I quantitativi venduti sul mercato domestico, pari a 7.790 milioni di metri cubi, hanno evidenziato un decremento del 4,8% rispetto al primo semestre 2010.

In particolare, le vendite per usi civili registrano una flessione del 35,1%, frutto di una perdita di quota di mercato a causa dei livelli di prezzo depressi al punto di essere inferiori ai costi di approvvigionamento, le vendite per usi termoelettrici mostrano un decremento del 5,1% imputabile al minor consumo di gas delle centrali termoelettriche del Gruppo solo parzialmente compensato da maggiori vendite a centrali termoelettriche di terzi, mentre le vendite per usi industriali sono sostanzialmente invariate rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Le vendite ad altri operatori grossisti e al Punto di scambio virtuale (PSV) sono risultate pari a 1.098 milioni di metri cubi (542 milioni di metri cubi nel primo semestre 2010).

Dati economici

I ricavi di vendita del semestre, si attestano a 2.560 milioni di euro e sono sostanzialmente invariati rispetto al primo semestre del 2010 grazie allo scenario di riferimento in salita che ha compensato il decremento dei volumi venduti.

Il margine operativo lordo *adjusted* del primo semestre 2011, in flessione rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-20,3%), è pari a 153 milioni di euro. Questa diminuzione è totalmente imputabile all'attività di compra-vendita del gas naturale il cui risultato è negativo nel semestre in questione; si rammenta infatti che in tale settore, ad oggi, permangono margini unitari di vendita negativi in conseguenza della forte pressione competitiva, che ha spinto i prezzi di mercato al di sotto dei costi di approvvigionamento dei contratti di import a lungo termine, legata all'eccesso di offerta combinatasi con una grande disponibilità di volumi di gas spot a prezzi decisamente più bassi rispetto a quelli derivanti dai tradizionali contratti di acquisto gas di lungo termine ed amplificata dal crollo della domanda di gas naturale del Paese rispetto ai livelli pre-crisi.

Per tale ragione Edison, come già annunciato, ha avviato le rinegoziazioni dei contratti di import di gas a lungo termine ritenendo essenziale ricondurre a condizioni di ragionevole economicità il proprio portafoglio di contratti pluriennali. In proposito si rimarca che il margine operativo lordo del primo semestre 2011 ha beneficiato dell'esito positivo delle rinegoziazioni con Eni e Promgas relativamente ai contratti di fornitura di gas proveniente dalla Norvegia e dalla Russia.

Tale contrazione è stata in parte attenuata dall'incremento del margine operativo lordo dell'attività di E&P che ha beneficiato di uno scenario petrolifero in forte ascesa nonché dell'effetto positivo dei maggiori volumi di produzione di gas nelle concessioni egiziane di Rosetta e Abu Qir.

Investimenti

Gli investimenti dei primi sei mesi dell'anno sono risultati pari a circa 150 milioni di euro.

In Italia, i principali investimenti hanno riguardato le attività *Side Track* dei pozzi 7 e 11 del campo di Daria per 20 milioni di euro, il potenziamento dei campi di San Potito e Cotignola per 13 milioni di euro e di Collalto per 6 milioni di euro, lo sviluppo dei campi dell'*Offshore* di Argo e Panda per 3 milioni di euro e lo sviluppo del nuovo campo di Capparuccia (AP) per 1 milione di euro.

In Egitto gli investimenti hanno riguardato la concessione di Abu Qir (89 milioni di euro) dove proseguono le attività finalizzate alla realizzazione della nuova piattaforma NAQ PII nonché le attività per la modifica e il potenziamento delle piattaforme esistenti NAQ PI.

Attività di esplorazione

Nei primi sei mesi del 2011 sono stati realizzati investimenti per circa 7 milioni di euro, quasi interamente in Paesi esteri ed in particolare in Norvegia dove proseguono i rilievi e le campagne sismiche per le licenze esplorative di recente assegnazione.

Corporate e Altri Settori

Dati significativi

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione %
51	Ricavi di vendita	24	25	(4,0%)
(99)	Margine operativo lordo	(50)	(49)	(2,0%)
<i>n.s.</i>	<i>% sui Ricavi di vendita</i>	<i>n.s.</i>	<i>n.s.</i>	
70	Investimenti in immobilizzazioni	1	64	n.s.
633	Dipendenti (numero) ⁽¹⁾	635	635	0,3%

⁽¹⁾ Valori di fine periodo; le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2010.

Nel settore Corporate e Altri Settori confluiscono la parte dell'attività della Capogruppo Edison Spa non pertinente alla gestione e talune società holding e immobiliari.

I ricavi di vendita e il margine operativo lordo del primo semestre 2011 sono sostanzialmente invariati rispetto a quelli dello stesso periodo del 2010.

Si ricorda che gli investimenti dell'anno 2010 includevano l'acquisto dell'immobile sito in Milano, Foro Buonaparte 35, per 62 milioni di euro.

Raccordo tra risultato e patrimonio netto della Capogruppo e gli analoghi valori del Gruppo

Ai sensi della Comunicazione Consob del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293 si riporta il prospetto di raccordo fra il risultato del periodo di competenza di Gruppo e il patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante al 30 giugno 2011 con gli analoghi valori della Capogruppo Edison Spa:

Raccordo tra il risultato netto di Edison Spa e il risultato netto di Gruppo

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010
Risultato netto del periodo di Edison Spa	(96)	196
Dividendi infragruppo eliminati nel bilancio consolidato	(94)	(188)
Risultati delle società controllate, collegate e a controllo congiunto non recepiti nel bilancio di Edison Spa	121	123
Altre rettifiche di consolidamento	7	11
Risultato netto di competenza di Gruppo	(62)	142

Raccordo tra il patrimonio netto di Edison Spa e il patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010
Patrimonio netto di Edison Spa	6.773	6.864
Valore contabile delle partecipazioni eliminate a fronte della corrispondente frazione di Patrimonio netto delle imprese partecipate di cui:		
- Eliminazione dei valori di carico delle partecipazioni consolidate	(2.216)	(2.273)
- Iscrizione dei patrimoni netti delle società consolidate	3.290	3.326
Valutazione delle partecipazioni valutate con il criterio del Patrimonio netto	10	8
Altre rettifiche di consolidamento	22	14
Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	7.879	7.939

INNOVAZIONE, RICERCA E SVILUPPO

Nel primo semestre del 2011 le attività di Innovazione, Ricerca e Sviluppo si sono focalizzate sui temi della generazione con celle a combustibile, del fotovoltaico innovativo, dei materiali avanzati per l'energia. Inoltre sono state svolte attività e studi a supporto di iniziative gestite da altre Direzioni, a cui sono state messe a disposizione competenze specifiche e metodologiche sia quelle interne sia quelle accessibili attraverso il network della Direzione Ricerca.

Proseguono le collaborazioni con la Ricerca di EDF nell'ambito di un accordo specifico mirato a sviluppare sinergie tra le rispettive competenze e strutture di ricerca.

Celle a combustibile

Proseguono su questo tema le attività del laboratorio situato presso il Centro Ricerche Edison a Trofarello ed in collaborazione con i dipartimenti di Chimica e di Energetica del Politecnico di Torino e con l'Istituto EIFER di Karlsruhe in Germania. Oltre alle attività di laboratorio, tipicamente inserite in progetti europei o regionali, nel semestre è stato avviato il test in campo di un sistema precommerciale.

Fotovoltaico avanzato

È proseguita l'attività di studio dei sistemi fotovoltaici avanzati ad elevata efficienza, sia in laboratorio sia in campo presso il sito di test realizzato nell'area della centrale di Altomonte, dove sono installati sistemi fotovoltaici, anche a concentrazione, allo scopo di valutarne le potenzialità applicative e di sviluppo.

Materiali avanzati per l'energia

Continua l'attività di sviluppo delle tecnologie Edison di produzione del superconduttore magnesio diboruro, presso l'Istituto CNR IENI di Lecco e presso il Centro Ricerche di Trofarello.

È in corso, in collaborazione con EDF R&D, uno studio sui materiali e sulle relative tecniche di deposizione a film sottile per l'applicazione celle a combustibile ad alta temperatura.

Efficienza energetica

Nel semestre in oggetto si sono svolti una serie di studi e valutazioni su tecnologie abilitanti servizi di efficienza energetica. Questo tema coinvolge un ampio spettro di tecnologie in costante evoluzione, molte delle quali rientrano nel più generico tema delle *smart grid*.

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

Contribuire alla lotta ai cambiamenti climatici e allo sviluppo di un sistema energetico a ridotto impatto ambientale e assicurare lo sviluppo delle nostre persone garantendo la salute e sicurezza nei luoghi di lavoro, rappresentano due delle sfide insite nella responsabilità di Edison.

In tal senso, quindi, Edison affronta e gestisce le problematiche ambientali e di sicurezza in una logica di sistema integrato, promuovendo lo sviluppo e l'utilizzo dei Sistemi di Gestione integrati come elemento fondamentale di prevenzione e miglioramento continuo della gestione, nel rispetto e nel confronto sistematico con il contesto sociale in cui opera e con le migliori *best practices* internazionali.

Si riportano di seguito i principali risultati raggiunti nel corso del primo semestre del 2011 e i progetti in sviluppo.

Situazione infortunistica

Relativamente al personale sociale il primo semestre del 2011 presenta un significativo miglioramento rispetto all'andamento dello scorso anno: l'indice di frequenza è pari a 1,8 (3,8 a fine 2010), così come l'indice di gravità che è pari a 0,02 (0,15 a fine 2010). Nell'ambito del personale di impresa, l'indice di frequenza si è attestato nel primo semestre del 2011 a 6,1 in rialzo rispetto all'andamento dell'anno precedente (3,8) anche per effetto del ridotto volume di ore lavorate e si rileva una riduzione della gravità degli incidenti che si chiudono con un indice pari a 0,07 migliore del 0,12 di fine anno.

In Edipower l'andamento degli indici infortunistici relativi al personale sociale continua a mantenersi su valori piuttosto bassi, nel primo semestre 2011 l'Indice di frequenza è pari a 1,10 (4,2 a fine 2010) mentre l'Indice di gravità è pari a 0,00 (0,14 a fine 2010).

Nello stesso periodo, per quanto riguarda il personale delle imprese di manutenzione l'Indice di frequenza è pari a 7,17 e l'Indice di gravità è pari a 13,41. L'Indice di gravità ha subito un notevole incremento rispetto al dicembre 2010 a causa dell'incidente mortale che si è verificato nel mese di Aprile presso la Centrale Termoelettrica di Sermide, comunque causato da un evento esterno alla responsabilità della Società (malore della persona).

Attività relative alla salute e sicurezza nei luoghi di lavoro

Di seguito le principali attività svolte o avviate nel primo semestre del 2011:

- i Documenti di Valutazione dei Rischi sono stati riesaminati ed aggiornati; i risultati delle valutazioni sono stati discussi in occasione delle periodiche riunioni di sicurezza previste dalla normativa vigente (art. 35 D.lgs. 81/08) durante le quali sono stati presentati anche gli stati di avanzamento dei processi formativi e i macro risultati della sorveglianza sanitaria svolta sui dipendenti.
- È stata portata a termine la preliminare valutazione del rischio da stress-lavoro correlato, secondo gli indirizzi generali derivanti dall'accordo europeo dell'8 ottobre 2004; dal processo valutativo non emergono situazioni di particolare significatività e sono state definite e valutate alcune attività preventive che riguardano l'approfondimento di elementi in aree che hanno rilevato fattori potenziali di maggior rischio, attività di informazione ai lavoratori e o ai loro rappresentanti, formazione ai preposti e il monitoraggio strutturato di alcuni indicatori di rischio.
- È stato avviato il programma formativo annuale destinato ai Responsabili del Servizio di Prevenzione e Protezione che prevede sessioni formative tematiche per un totale di 20 ore annue pro capite.
- È stato avviato il progetto "Dicci la Tua" presso le sedi di Milano Foro Buonaparte, Roma e Bologna, basato sull'osservazione dei comportamenti pericolosi e della raccolta strutturata di proposte di miglioramento che, tramite il coinvolgimento e la partecipazione di tutto il personale presente nelle sedi, potrà promuovere una maggiore cultura e responsabilizzazione diretta delle persone sulla sicurezza.

Attività relative all'ambiente

In coerenza con l'impegno a perseguire il miglioramento continuo, le prestazioni ambientali di Edison hanno in questi anni raggiunto livelli di eccellenza grazie anche alla metodica applicazione di modelli organizzativi virtuosi basati sull'applicazione di sistemi di gestione certificati, l'utilizzo delle migliori

tecnologie disponibili e il ricorso costante ad attività di formazione e sensibilizzazione dei dipendenti e delle imprese esterne. Questo approccio ha permesso che non si registrasse nei primi sei mesi del 2011 alcun incidente con impatto sulle matrici ambientali (suolo, sottosuolo, acque superficiali e biodiversità). Si riportano di seguito le principali attività svolte o avviate nel primo semestre del 2011:

- nell'ambito dell'annuale Rapporto di Sostenibilità del gruppo Edison, emesso nel primo semestre dell'anno con riferimento ai risultati del 2010, sono stati presentati i principali indicatori di prestazione ambientale (consumi energetici, emissioni in atmosfera, prelievi e scarichi idrici, rifiuti prodotti, contabilità ambientale) che nel loro complesso confermano l'efficacia della politica e delle azioni messe in atto dall'Azienda volte a ridurre costantemente l'impatto ambientale delle proprie attività.
- Si è costantemente provveduto a seguire l'iter di applicazione del sistema di controllo telematico di tracciabilità dei rifiuti (SISTR1) che dovrebbe rivedere profondamente le procedure di gestione dei rifiuti in Italia. Dopo aver portato a termine le attività di registrazione di tutte le Unità locali del Gruppo Edison che producono rifiuti o che li trattano (centrale a biomasse di Castellavazzo e centrale termoelettrica Gever di Verzuolo), sono continuate le attività propedeutiche al previsto avvio del sistema che, a causa delle difficoltà operative incontrate, è stato ulteriormente prorogato al prossimo mese di settembre.
- È stato completato il processo di mappatura delle biodiversità relativamente alle aree in cui insistono i siti operativi del gruppo Edison, elaborando un piano azioni per la tutela e la salvaguardia di dette biodiversità.
- Sono proseguite le attività di caratterizzazione, messa in sicurezza e bonifica di siti, la maggior parte delle quali in aree industriali particolarmente significative e potenzialmente inquinate da attività pregresse.

Business Unit Asset Energia Elettrica

Nel mese di giugno è stato effettuato l'audit di sorveglianza del sistema di gestione integrato ambiente e sicurezza presso le Gestioni Termoelettriche da parte dell'ente di certificazione CSQ-IMQ, con esito positivo.

Business Unit Asset Idrocarburi

Sono proseguite le attività di completamento della certificazione ai sensi delle norme UNI EN ISO 14001 e BS OHSAS 18001 per la Direzione Produzione Italia, al fine di coprire il 100% dei siti operativi. A tale scopo sono in corso le attività presso il sito di produzione gas di Comiso, che si prevede concludere con la visita di certificazione da parte dell'ente esterno entro la fine dell'anno.

Sono continuate le attività di gestione legate alla realizzazione del campo di stoccaggio gas di San Potito e Cotignola, con particolare riferimento alle prescrizioni previste dalla normativa "rischi rilevanti" ed alle altre autorizzazioni di carattere ambientale.

Business Unit Fonti Rinnovabili

Nell'ambito dell'applicazione dei sistemi di gestione integrati ambiente e sicurezza, si segnalano le seguenti attività:

- effettuata con successo la periodica visita di sorveglianza del sistema di gestione ambientale della centrale a biomasse di Castellavazzo della società Compagnia Elettrica Bellunese Spa; il sistema sarà integrato con gli elementi di salute e sicurezza entro la fine dell'anno.
- Avviate le attività di sviluppo di un sistema di gestione integrato ambiente e sicurezza presso i siti idroelettrici della società Sistemi di Energia, con l'obiettivo di effettuare il primo audit di conformità legislativa entro la fine dell'anno.
- Aggiornato il sistema di gestione integrato ambiente e sicurezza della società Edison Energie Speciali con inserimento dei processi relativi alla produzione da impianti fotovoltaici.

Business Unit Marketing & Commerciale

Nel corso del primo semestre 2011, è stata portata a termine con esito positivo la visita di sorveglianza del sistema di gestione qualità dell'organizzazione secondo i requisiti della norma di riferimento UNI EN ISO 9001.

Edipower Spa

Per quanto riguarda la Centrale di San Filippo del Mela, nel primo semestre 2011 è entrato a regime l'ultimo impianto AS/SVE per la bonifica dei vapori contaminati localizzato in una porzione dell'area di centrale; tale attività ha consentito inoltre di estendere le attività previste dal Piano di monitoraggi per la bonifica ambientale da eseguirsi in contraddittorio con gli Enti di controllo (Arpa e Provincia Messina). L'implementazione del Piano di monitoraggi completo consentirà ad Edipower di avviare le fasi di verifica sulle matrici ambientali (falda, suoli, vapori), al fine di ottenere dall'Ente pubblico i certificati di collaudo della bonifica delle aree contaminate per il sito produttivo.

Per quanto riguarda la Centrale di Brindisi, il 20 dicembre 2010 Edipower ha sottoscritto con il Ministero dell'Ambiente (MATTM) l'atto transattivo aderendo all'Accordo di Programma, sottoscritto il 18 dicembre 2007 tra il MATTM e le altre Amministrazioni Pubbliche competenti per il Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Brindisi. Nel primo semestre 2011 Edipower ha partecipato alla Conferenza di servizi convocata dal MATTM per la valutazione dei progetti di bonifica presentati ai fini della richiesta di restituzione agli usi legittimi dei suoli della Centrale di Brindisi, attività necessaria per avviare i successivi investimenti previsti.

È stato completato il programma di formazione interna, svolto in 4 sessioni, dedicato al nuovo sistema di Classificazione, Etichettatura e Imballaggio dei chemicals pericolosi (Regolamento CE n.1272/2008 "CLP"), redazione e valutazione delle nuove Schede Dati di Sicurezza (Regolamento CE n.453/2010) ed evoluzione del REACH. Il programma, rivolto alla formazione professionale degli RSPP, responsabili Reparto Chimico, responsabili Approvvigionamenti di sede e di impianto, ha coinvolto complessivamente più di 40 persone di Edipower.

In materia di prestazioni ambientali, le emissioni specifiche in atmosfera di ossidi di azoto sono diminuite del 17% rispetto al primo semestre 2010, mentre le emissioni di anidride solforosa, polveri e monossido di carbonio sono sostanzialmente in linea con i valori registrati lo scorso anno.

Nel mese di gennaio 2011 è entrato in vigore il decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) relativo alla Centrale di Chivasso.

Nel corso del 1° semestre 2011 sono proseguite le attività necessarie per l'adozione del Sistema di Gestione della Sicurezza secondo quanto previsto dalla specifica norma di riferimento BS OHSAS 18001/2007 per tutte le Unità Produttive di Edipower. In particolare il Nucleo di Tuscano ha ottenuto la certificazione del proprio Sistema di Gestione nel mese di Maggio, mentre per tutti gli altri impianti sono in corso le attività di implementazione e verifica. Per gli impianti di Brindisi e Udine, già certificati nel Settembre 2010, si sono svolte con esito positivo le attività di verifica periodica per il mantenimento della certificazione in oggetto. Il Sistema di Gestione della Sicurezza è stato integrato con il Sistema di Gestione Ambientale in ciascuna Unità Produttiva al fine di ottenere un Sistema di Gestione Integrato Sicurezza e Ambiente, soggetto pertanto a verifiche periodiche uniche.

RISORSE UMANE E RELAZIONI INDUSTRIALI

Risorse Umane

Il numero totale dei dipendenti del gruppo Edison, comprensivo degli organici riferiti alle imprese consolidate proporzionalmente, al termine del primo semestre 2011, ammonta a 3.927 con un decremento di organico pari a 12 unità rispetto alla fine dell'esercizio 2010.

Relazioni industriali

Il 10 marzo 2011 è stato siglato con le Organizzazioni Sindacali del Settore Gas-Acqua l'accordo per il rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale scaduto il 31 dicembre 2009. Nel rispetto dell'Accordo Interconfederale del 15 aprile 2009, che ha attuato la riforma degli assetti contrattuali nel sistema italiano di relazioni industriali, il contratto avrà durata triennale fino al 31 dicembre 2012 sia per la parte normativa che per la parte economica. Per quanto concerne Edipower le relazioni industriali in ambito aziendale si sono prevalentemente indirizzate all'individuazione di soluzioni di flessibilità operativa e contenimento del costo del lavoro negli impianti a cosiddetto "basso fattore di utilizzo". Si segnalano al riguardo gli accordi sottoscritti nel mese di febbraio 2011 relativi agli impianti di San Filippo del Mela e Turbigo, nonché l'accordo sottoscritto nel mese di aprile per il sito di Brindisi, finalizzati alla individuazione di un pluralità di strumenti di gestione delle maestranze durante i fermi produttivi dell'impianti nel corso dell'anno. Sono inoltre proseguite le azioni tese alla continua razionalizzazione degli organici, si segnala a tale proposito l'accordo sindacale sottoscritto nel mese di maggio relativo all'impianto di Piacenza.

Organizzazione

Relativamente all'evoluzione organizzativa dell'Azienda si segnala in particolare che sono stati ridefiniti responsabilità e modello organizzativo della Direzione Information Technology.

Relativamente ad Edipower, nel corso del primo semestre 2011, a seguito del cambio del vertice aziendale, la Società ha adottato una nuova struttura organizzativa con l'obiettivo di cogliere nuove sinergie e individuare nuove efficienze organizzative.

Formazione

Relativamente alle attività di Sviluppo e Formazione si segnala, in particolare per la popolazione dei professionals, l'avvio di un consistente programma formativo "Il Corso di Perfezionamento in Energy Business e Utilities" incentrato sulle competenze del business energy necessarie a gestire in modo integrato i processi aziendali. Il corso, progettato e realizzato con il Politecnico di Milano, ha l'obiettivo di diventare uno "standard formativo" per i professional a vocazione interfunzionale e si concluderà con la realizzazione di project work aziendali realizzati dai dipendenti nel dicembre 2011.

A tale iniziativa, si aggiunge, per l'anno 2011 il Corso Manageriale per dirigenti di nuova nomina di Edison ed Edipower. Il programma, realizzato con una faculty mista tra docenti e manager aziendali, è finalizzato a offrire ai giovani dirigenti una riflessione sistemica sui principali contenuti del ruolo manageriale, dai modelli di analisi strategica applicati al settore energy, agli economics d'azienda; dalla gestione del cambiamento alla gestione dei collaboratori.

Iniziativa a valenza di aggiornamento, estesa alla pluralità della popolazione direttiva, è stato invece il seminario interno "I primi 10 anni di liberalizzazione del mercato dell'elettricità: bilancio e prospettive" incentrato su tematiche di business rilevanti.

Nell'ambito di un workshop sul Trasferimento del Sapere, realizzato in occasione della Giornata Mondiale della diversità culturale per il dialogo e lo sviluppo promossa dall'UNESCO, l'azienda ha infine avviato una riflessione strutturale (supportata anche da una survey estesa a tutti i dipendenti) circa i più efficaci meccanismi per il trasferimento dei saperi e dei mestieri aziendali, soprattutto attraverso la valorizzazione e il coinvolgimento dei "senior experts". Per quanto attiene alle attività di Sviluppo e Formazione di Edipower, sono in fase di realizzazione programmi di formazione in materia di sicurezza ed igiene sul lavoro, oltreché programmi di formazione tecnico-specialistica mirati allo sviluppo delle competenze richieste dalle modifiche organizzative intervenute nei primi mesi del 2011.

Anche per il primo semestre 2011, la formazione istituzionale si avvale del finanziamento realizzato attraverso l'utilizzo del conto formazione dei fondi interprofessionali Fondimpresa e Fondirigenti.

RISCHI E INCERTEZZE

Gestione del rischio nel gruppo Edison

Enterprise Risk Management

Edison ha sviluppato un modello integrato di gestione dei rischi che si ispira ai principi internazionali dell'*Enterprise Risk Management* (ERM), in particolare al *framework* COSO (promosso da *The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*). Lo scopo principale dell'ERM è quello di adottare un approccio sistematico all'individuazione dei rischi prioritari dell'azienda, a valutarne anticipatamente i potenziali effetti negativi e a intraprendere le opportune azioni per mitigarli.

A tal fine, Edison si è dotata di un Modello di Rischio Aziendale e di una metodologia di *risk mapping* e *risk scoring*, che assegna un indice di rilevanza al rischio in funzione della valutazione di impatto globale, probabilità di accadimento e livello di controllo.

Con il coordinamento della Direzione Risk Office, i responsabili delle business unit e direzioni aziendali individuano e valutano i rischi di competenza attraverso un processo di *Risk Self Assessment* e forniscono una prima indicazione delle azioni di mitigazione ad essi associate. I risultati del processo sono successivamente consolidati a livello centrale in una mappatura, dove i rischi vengono prioritizzati in funzione dello *scoring* risultante e aggregati per favorire il coordinamento dei piani di mitigazione in un'ottica di gestione integrata dei rischi stessi.

Il Modello di Rischio Aziendale, sviluppato sulla base delle *best practice* di settore e internazionali, ricomprende, in un *framework* integrato, le tipologie di rischio caratterizzanti il business in cui il Gruppo opera, distinguendo i rischi legati all'ambiente esterno dai rischi interni di processo e strategici.

Il processo di *Enterprise Risk Management* è strettamente legato al processo di pianificazione strategica con la finalità di associare il profilo di rischio complessivo del Gruppo alla redditività prospettica risultante dal documento di piano/budget.

I risultati dell'ERM e del *Risk Self Assessment* sono oggetto di comunicazione a scadenze prestabilite in sede di Comitato di Controllo Interno e Consiglio di Amministrazione, e sono utilizzati dalla Direzione Sistemi di Controllo Interno come elementi informativi finalizzati alla predisposizione di specifici piani di *audit risk-based*.

Energy Risk Management

Nell'ambito delle attività di *Risk Management*, un presidio specifico è dedicato al rischio prezzo *commodity*, cioè al rischio legato alle variazioni dei prezzi dei mercati finanziari e fisici nei quali la società opera, in relazione alle materie prime energetiche quali energia elettrica, gas naturale, carbone, olio grezzo e prodotti derivati e al relativo tasso di cambio.

Nello specifico, obiettivi e modalità operative dell'energy risk management sono diffusamente descritte nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011, al quale si rimanda per ulteriori approfondimenti.

Risk Factors

Rischi legati all'ambiente esterno

Rischio normativo e regolatorio

Una potenziale fonte di rischio per Edison deriva dalla costante evoluzione del contesto normativo e regolatorio di riferimento, con effetti sul funzionamento del mercato, sui piani tariffari, sui livelli di qualità del servizio richiesti e sugli adempimenti tecnico-operativi. Al riguardo, Edison è impegnata in una continua attività di monitoraggio e dialogo costruttivo con le Istituzioni nazionali e periferiche volto a ricercare momenti di contraddittorio e valutare tempestivamente le modifiche normative intervenute, operando per minimizzare l'impatto economico derivante dalle stesse.

In questo contesto tra le principali evoluzioni normative in corso ampiamente descritte nel paragrafo “Quadro normativo e regolamentare”, si riportano sinteticamente:

- **Rinnovo delle concessioni idroelettriche**

Il comma 1-bis dell'art.12 del decreto legislativo n. 79 del 16 Marzo 1999 (introdotto dalla legge 122/2010 con l'obiettivo di avviare il processo di rinnovo delle concessioni idroelettriche in scadenza) stabilisce che ai concessionari uscenti venga garantita una proroga di 5 anni delle concessioni in essere ed anche una ulteriore proroga aggiuntiva pari a 7 anni in caso di costituzione di SPA miste con le Province di cui all'art. 1, comma 153, Legge 296/2006 (Sondrio, Brescia, Como e Verbania), nonché l'aumento delle basi di calcolo dei sovra canoni per Enti Locali Rivaschi e BIM di cui alla legge n. 925/1980.

Le citate proroghe sono soggette a clausola di cedevolezza ovvero che tutte le disposizioni in questione sono applicabili fino all'emanazione di differenti norme regionali in materia nei limiti delle relative competenze.

Le richiamate disposizioni sono tuttavia state oggetto di impugnazione dinanzi alla Corte Costituzionale da parte della Regione Liguria ed Emilia Romagna. L'udienza di discussione del ricorso si è tenuta in data 8 giugno 2011. Con successiva sentenza n. 205/2011 (depositata in data 13 luglio 2011), la Corte Costituzionale, in accoglimento delle questioni sollevate dalla Regione Liguria, ha dichiarato l'illegittimità costituzionale della proroga di cinque anni delle concessioni idroelettriche e dell'ulteriore proroga di sette, nonché della clausola di cedevolezza, nella parte in cui prevede che le proroghe si applicano fino all'adozione di diverse disposizioni legislative da parte delle Regioni, per quanto di loro competenza.

Inoltre, nell'esercizio della citata clausola di cedevolezza, la Regione Lombardia ha pubblicato, in data 27 dicembre 2010 (con entrata in vigore il 28 dicembre 2010), la nuova normativa che prevede la possibilità, in luogo della proroga quinquennale prevista dalla legge 122/2010 e per le sole concessioni in scadenza entro il 31 dicembre 2015, una prosecuzione temporanea, da parte del concessionario uscente, per un periodo non superiore a cinque anni. La normativa lombarda è stata a sua volta impugnata dal Governo per violazione delle competenze legislative statali. L'udienza di discussione è stata fissata per il 18 ottobre 2011.

Da ultimo, con lettera di messa in mora del 15 marzo 2011, la Commissione Europea ha avviato una nuova procedura di infrazione contro lo Stato Italiano sul presupposto che le proroghe delle concessioni idroelettriche adottate dall'Italia ai sensi della legge 122/2010, violino la libertà di stabilimento garantita dall'art. 49 TFUE. Il Governo Italiano ha presentato le proprie osservazioni nel termine previsto (15 luglio 2011).

- **Evoluzione della disciplina delle convenzioni CIP 6/92**

Con riferimento alla tematica del Costo Evitato del Combustibile (CEC) e dei vari reintegri (oneri CO₂, oneri “Certificati Verdi”), Edison monitora e presidia l'attività dell'AEEG e il complesso contenzioso in essere. In aggiunta, l'articolo 30, comma 20, della legge 23 luglio 2009, n. 99 (cd Legge Sviluppo), ha previsto l'introduzione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha successivamente emanato il provvedimento attuativo di carattere generale per gli impianti a tariffa binomia, al quale ha fatto seguito l'adesione vincolante da parte di Edison al meccanismo di risoluzione anticipata per gli impianti di Jesi, Milazzo, Porto Viro, Porcari, optando per il regime di pagamento in forma rateizzata.

Il Ministero ha, inoltre, definito il decreto che disciplina il meccanismo di risoluzione anticipata degli impianti a tariffa monomia. Il provvedimento, in attesa del visto della Corte dei Conti, dovrebbe essere emanato entro la fine di luglio 2011.

- **Oneri ambientali: quote CO₂**

In relazione alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica, l'attuale normativa comunitaria (Direttiva 2009/29/CE), che integra e modifica la Direttiva 2003/87/CE sul sistema di scambio di quote di emissione di CO₂ (EU ETS), impone dal 1° gennaio 2013 l'acquisto, a titolo oneroso, delle quote di

emissione di CO₂ per il settore termoelettrico. In particolare, l'assegnazione dei permessi a titolo oneroso avverrà attraverso aste. L'impatto sul settore energetico sarà condizionato dalle valutazioni delle quote di CO₂ e dalla possibile volatilità del mercato.

• **Disposizioni in materia di incentivazioni alle fonti rinnovabili**

Il Governo ha predisposto ed approvato il decreto di attuazione della direttiva 2009/28/CE in materia di incentivazione della produzione di elettricità da fonti rinnovabili, già firmato dal Capo dello Stato il 5 marzo 2011. Il decreto legislativo prevede:

- l'assegnazione di un incentivo costante nel tempo (feed-in) a partire dal 1° gennaio 2013, per i nuovi impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 e con potenza non inferiore a un valore "P" da individuare (comunque non inferiore a 5 MW);
- l'assegnazione tramite aste al ribasso (gestite dal GSE) di un incentivo (feed-in) per i nuovi impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 e con potenza maggiore di "P" MW; le aste saranno contingentate per potenza e per fonte/tecnologia;
- l'incentivo anche per gli interventi di ripotenziamento, di rifacimento parziale e totale, di integrale ricostruzione e per le centrali ibride;
- mantenimento fino al 2015 dei certificati verdi (CV) e tariffa fissa omnicomprensiva per gli impianti esistenti (entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2012); il decreto consente la trasformazione dei CV in feed-in per il periodo residuo di diritto all'incentivazione, in modalità tali da garantire la redditività degli investimenti effettuati;
- un periodo transitorio in cui rimangono validi i CV e la quota d'obbligo in capo agli operatori termoelettrici; in particolare la quota d'obbligo segue il previsto andamento crescente fino al 2012 (7,55%) per poi diminuire progressivamente fino ad azzerarsi al 2015; i certificati verdi in eccesso saranno ritirati dal GSE ad un prezzo pari al 78% del prezzo di riferimento (individuato dalla L. 244/07), in linea con quanto recentemente introdotto dall'art. 45 della L. 122/10.

Il ministero sta definendo la normativa di dettaglio e di attuazione, che dovrebbe essere emanata subito dopo l'estate.

Rischio prezzo e cambio connesso all'attività in commodity

Il gruppo Edison è esposto al rischio di oscillazione dei prezzi di tutte le *commodity* energetiche trattate, principalmente energia elettrica, gas naturale, carbone, prodotti petroliferi, titoli ambientali. Tali fluttuazioni agiscono tanto direttamente quanto indirettamente attraverso indicizzazioni presenti nelle formule di prezzo. Inoltre, poiché una parte dei prezzi di dette *commodity* energetiche è denominata in dollari americani, il Gruppo è esposto anche al relativo rischio cambio.

Le attività di gestione e controllo di tale rischio sono disciplinate dalle *Energy Risk Policy*, che prevedono l'adozione di specifici limiti di rischio in termini di Capitale Economico e l'impiego di strumenti derivati finanziari comunemente utilizzati sul mercato al fine di contenere l'esposizione entro i limiti stabiliti.

All'interno delle attività caratteristiche del gruppo Edison sono state approvate anche attività di trading fisico e finanziario su *commodity*, consentite nel rispetto delle apposite procedure e segregate ex ante in appositi Portafogli di Trading. Tali Portafogli di Trading sono monitorati tramite stringenti limiti di rischio il cui rispetto viene verificato da una struttura organizzativa indipendente da chi esegue le operazioni.

Per un'analisi più dettagliata del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011.

Rischio di tasso di cambio

Il rischio di tasso di cambio deriva dal fatto che le attività di Edison sono parzialmente condotte in valute diverse dall'euro o sono legate alle variazioni di tasso di cambio attraverso formule di indicizzazione. La politica di Edison di gestione del rischio di tasso di cambio è quella di minimizzare l'esposizione connessa all'attività in *commodity*, in accordo a limiti e strategie approvate e regolate dalle *Energy Risk Policy*. Per un'analisi di dettaglio del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011.

Rischio di tasso d'interesse

Il gruppo Edison, esposto alle fluttuazioni del tasso d'interesse prevalentemente per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento, valuta regolarmente la propria esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse e la gestisce attraverso l'utilizzo di strumenti derivati. Il tasso di interesse cui il Gruppo è principalmente esposto è l'Euribor.

Per un'analisi più dettagliata del rischio di tasso d'interesse si rimanda a quanto ampiamente illustrato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari di Gruppo" del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011.

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione del gruppo Edison a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti sia commerciali sia finanziarie. In tal senso, per il gruppo Edison l'esposizione al rischio di credito è connessa alla vendita di energia elettrica e di gas naturale, all'impiego di risorse finanziarie temporaneamente in eccesso e alle posizioni in derivati finanziari. Al fine di controllare tale rischio, la cui gestione operativa è demandata specificatamente alla funzione di Credit Management allocata centralmente nella Direzione Finanza, il Gruppo ha implementato procedure e azioni descritte diffusamente nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari di Gruppo" del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011 ai fini dell'IFRS 7.

Pressione competitiva

I mercati energetici all'interno dei quali il Gruppo opera sono soggetti a una forte concorrenza. In particolare, nel mercato elettrico italiano, Edison compete con altri produttori e trader (italiani e internazionali) che vendono energia elettrica a clienti industriali, commerciali e residenziali. Al fine di fronteggiare i rischi derivanti dalla partecipazione al mercato domestico dell'energia elettrica, il Gruppo persegue le seguenti linee di azione: sviluppo di un portafoglio clienti facente parte del segmento mercato libero, in una logica di progressiva integrazione a valle; diversificazione geografica; ottimizzazione del *mix* produttivo; sviluppo delle fonti rinnovabili.

Nel mercato italiano del gas, Edison fa fronte a un inasprimento della concorrenza da parte di operatori nazionali e internazionali, che ha portato a una progressiva erosione dei margini di vendita del gas naturale. Inoltre, alcuni produttori esteri provenienti da Paesi con grandi riserve di idrocarburi progettano di vendere il gas naturale in Italia direttamente ai clienti finali. Questo minaccia la posizione di mercato di società come Edison, che rivendono ai clienti finali il gas acquistato da altri Paesi. In aggiunta, il mercato del gas naturale sta attualmente vivendo una fase di eccesso di offerta che si è venuta a creare a seguito di una serie concomitante di fattori, tra i quali la piena operatività di nuove infrastrutture di importazione avviate negli anni precedenti e l'ampia disponibilità di GNL, anche in seguito allo sviluppo di importanti riserve di gas da accumuli non convenzionali negli Stati Uniti, che hanno determinato una corrispondente riduzione delle importazioni.

Tra le possibili azioni di mitigazione del rischio di pressione competitiva nell'ambito del settore idrocarburi un'importante leva contrattuale è data dall'esercizio delle clausole di rinegoziazione del prezzo, in funzione dell'andamento dello scenario energetico di riferimento e delle condizioni di mercato, contenute nei contratti di approvvigionamento di gas naturale a lungo termine. A questo riguardo, Edison ha avviato specifiche attività di rinegoziazione dei contratti in essere con tutti gli attuali fornitori di gas naturale, il cui successo è ritenuto fondamentale per poter contrastare nell'immediato la pressione sui margini dell'attività commerciale che la società sta sperimentando nel settore del gas naturale. Con alcuni fornitori, in particolare, sono state avviate procedure arbitrali con l'obiettivo di far valere il diritto di Edison di ottenere margini ragionevoli in relazione agli impegni di lungo termine, senza l'urgenza di ottenere risultati di breve che potrebbero rivelarsi penalizzanti nel medio periodo.

Innovazione tecnologica

Cambiamenti radicali nelle tecnologie di generazione di energia elettrica esistenti o in corso di sviluppo, potrebbero renderle maggiormente competitive rispetto a quelle, pur ottime, che costituiscono il *mix* produttivo del Gruppo. Allo stesso modo, eventuali modifiche normative potrebbero influenzare l'ordine

di merito degli impianti di generazione. Al fine di mitigare tali rischi, Edison compie una costante attività di monitoraggio dello sviluppo di nuove tecnologie, sia nel settore elettrico che idrocarburi. L'azienda è altresì impegnata in un processo di *assessment* di tecnologie innovative, nel campo dell'efficienza energetica e della generazione da fonti rinnovabili. Per un approfondimento relativo alle attività in tale ambito si rimanda alla sezione "Innovazione, ricerca e sviluppo" della presente Relazione intermedia sulla gestione al 30 giugno 2011.

Domanda di energia elettrica e gas naturale

La domanda di energia elettrica e gas naturale è generalmente legata al prodotto interno lordo. Il contesto di crisi economica globale, iniziato nel corso dell'ultimo trimestre 2008, si è successivamente propagato per tutto il 2009, anno che ha visto tassi di crescita di energia elettrica negativi rispetto ai corrispondenti mesi dell'anno precedente. Il trend è tornato in segno positivo nel corso del 2010 che si è chiuso, tuttavia, ad un livello di domanda di energia elettrica ancora distante da quello precedente alla citata crisi economica globale. Il trend di ripresa osservato nel corso del 2010 è proseguito nei primi sei mesi del 2011, durante i quali si sono registrati consumi di energia elettrica in leggero aumento rispetto ai corrispondenti mesi dell'anno precedente. Per la restante parte del 2011 si prevede un proseguimento del trend di debole ripresa osservato nel corso della prima parte dell'anno, con un livello complessivo di domanda di energia elettrica in leggero aumento rispetto al 2010. In tale contesto è ragionevole presumere che ancora alcuni anni saranno necessari per ritornare ai livelli di domanda pre-crisi.

La domanda di gas naturale ha risentito anch'essa dell'effetto della crisi economica per quanto concerne i livelli di consumo registrati nel corso del 2009. Nel 2010 si sono registrati volumi complessivamente in aumento rispetto all'anno precedente, anche se i livelli di domanda sono stati ancora distanti da quelli antecedenti la crisi globale. I consumi relativi ai primi sei mesi del 2011, invece, sono stati complessivamente in calo rispetto a quelli del 2010, soprattutto a causa di temperature medie più elevate. In particolare, il picco negativo è stato raggiunto ad aprile, quando la domanda gas è risultata in calo del 15% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, anche a causa di una contrazione nei consumi termoelettrici. In base alle previsioni attuali, il livello complessivo di consumo del 2011 dovrebbe essere leggermente superiore rispetto a quello del 2009, ma comunque inferiore rispetto al livello registrato lo scorso anno che tuttavia aveva beneficiato di un importante effetto termicità. La riduzione nel livello complessivo di domanda di energia ha posto una notevole pressione sui margini di commercializzazione, anche a causa dei fenomeni di pressione competitiva descritti nel paragrafo precedente, in modo particolare nel settore del gas naturale, e potrebbe impattare sull'esposizione dell'azienda verso le clausole *take-or-pay* legate ai contratti di approvvigionamento di gas a lungo termine. In base a tali clausole, infatti, Edison si impegna a ritirare ogni anno volumi minimi di gas predeterminati contrattualmente o, in caso di mancato ritiro, a pagare l'intero prezzo, o una frazione di esso, dei volumi non ritirati fino al quantitativo minimo contrattuale. Le clausole di *take-or-pay* consentono, tuttavia, a Edison di ritirare i suddetti volumi di gas prepagati negli anni contrattuali successivi. Sulla base delle previsioni elaborate internamente, il management ritiene di poter assorbire i volumi di gas prepagati al 30 giugno 2011 entro i termini contrattuali applicabili, recuperando così gli anticipi di cassa erogati, al netto dei costi finanziari associati a detti anticipi.

Un'eventuale riproposizione del trend negativo della domanda di energia anche per il futuro potrebbe avere un impatto in termini di diminuzione dei volumi di vendita di energia elettrica e gas naturale da parte di Edison e, di conseguenza, riflettersi in una riduzione dei margini complessivi di vendita del Gruppo.

Tra le varie attività poste in essere a questo riguardo, in aggiunta alle specifiche azioni di rinegoziazione del prezzo dei contratti di importazione del gas naturale a lungo termine in precedenza citate, il Gruppo svolge un'attività di monitoraggio sia dell'andamento del carico elettrico e dei consumi di gas, a cadenza giornaliera, sia dello scenario macroeconomico italiano ed internazionale, in funzione degli aggiornamenti pubblicati dai maggiori istituti di previsione economica-finanziaria. L'analisi di tali informazioni ha lo scopo di evidenziare, con il massimo anticipo, possibili trend nella domanda di energia elettrica e gas e di ottimizzare, di conseguenza, lo scenario produttivo. Inoltre, l'adozione di una strategia di diversificazione commerciale permette di contrastare, entro certi termini, uno scenario di mercato avverso.

Rischi di processo

Rischio operations

L'attività caratteristica di Edison prevede, tra l'altro, la costruzione e la gestione di impianti di produzione di energia elettrica e idrocarburi tecnologicamente complessi ed interconnessi lungo tutta la catena del valore. Rischi di perdite o danni possono insorgere da improvvisa indisponibilità di uno o più macchinari o impianti critici ai processi di produzione, conseguenti al verificarsi di eventi dannosi compresi i danni materiali ai macchinari stessi o specifiche componenti di esso, che non possono essere completamente coperti o trasferibili tramite polizze di assicurazione.

Edison persegue, quindi, una politica di gestione del rischio industriale comprendente attività di prevenzione e controllo dei rischi, che prevede l'adozione di standard di sicurezza specifici redatti da enti internazionalmente riconosciuti quali il National Fire Protection Association (NFPA) e Factory Mutual (FM), fermi gli adeguamenti conformi a normative nazionali e requisiti di enti locali che disciplinano la materia, unitamente a frequenti piani di revisione, *contingency planning* e manutenzione. Laddove appropriato, adeguate politiche assicurative e peritali in ambito industriale, come la stipula di polizze *Erection All-Risk* e *Property All-Risk*, dotate di estensione a copertura dei danni indiretti o ritardi nella disponibilità di nuovi impianti, minimizzano le possibili conseguenze di tali eventi.

Per quanto riguarda, invece, la gestione dei rischi ambientali e di sicurezza si rimanda alla sezione "Salute, sicurezza e ambiente" della presente Relazione intermedia sulla gestione al 30 giugno 2011.

Information Technology

Complessi sistemi informativi supportano l'operatività aziendale per quanto concerne in particolare gli aspetti tecnici, commerciali e amministrativi. Aspetti di rischio sono associati all'adeguatezza di tali sistemi e all'integrità e riservatezza dei dati e delle informazioni. Il continuo sviluppo di soluzioni IT di supporto al business, l'adozione di elevati standard di sicurezza e di sistemi di autenticazione e profilazione mitigano tali rischi. Inoltre, per quanto riguarda il rischio di interruzione dell'attività a fronte di un fault dei sistemi, Edison si è dotata di architetture hardware e software in configurazione ad alta affidabilità per quelle applicazioni che supportano attività critiche. In particolare, nell'ambito dei servizi forniti dall'*outsourcer*, il servizio di *disaster recovery* garantisce tempi di ripristino coerenti con i livelli di criticità delle applicazioni.

Liquidità

La gestione del rischio liquidità fronteggia il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. L'obiettivo strategico del Gruppo è di minimizzare l'impatto delle scadenze del debito finanziario attraverso il mantenimento di linee di credito disponibili e di liquidità, il tempestivo avvio delle negoziazioni sui finanziamenti in corso di maturazione nonché l'emissione di prestiti obbligazionari.

Per un'analisi più dettagliata del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari di Gruppo" del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011.

Rischi strategici e di indirizzo

Investimenti di sviluppo, acquisizioni e presenza sui mercati internazionali

Lo sviluppo delle attività caratteristiche del gruppo Edison prevede il ricorso a investimenti diretti (sviluppo interno) e acquisizioni.

Per quanto concerne gli investimenti diretti, il gruppo Edison è costantemente impegnato in un'attività di miglioramento degli impianti meno recenti, con la finalità di aumentarne la redditività, l'efficienza e la flessibilità di esercizio. Peraltro, il parco produttivo delle centrali termoelettriche di Edison ha un'età media particolarmente contenuta, dato che negli ultimi anni è stato concluso un importante programma di realizzazione di nuova capacità produttiva di energia elettrica per 7.000 MW addizionali in Italia. Inoltre, sempre nel settore della commercializzazione e produzione di energia elettrica, il Gruppo ha anche avviato una strategia di sviluppo estero, incentrata prevalentemente nell'area balcanica e Sud Est Europa.

A questo riguardo, tra l'altro, sono state costituite tre branch estere in Bulgaria, Ungheria e Romania dedicate alle attività di commercializzazione dell'energia elettrica. A partire da fine 2010, è inoltre entrata in esercizio commerciale la centrale termica di nuova costruzione CCGT di Thisvi in Grecia, realizzata nell'ambito dell'accordo stipulato con la società greca Hellenic Petroleum. Durante i primi mesi dell'anno in corso si è assistito a un inasprimento della crisi economica che ha colpito la Grecia nel 2010: il difficile scenario macro-economico, associato al conseguente peggioramento del quadro politico, ha portato al forte declassamento, da parte delle principali agenzie, del *rating* sovrano a lungo termine. La situazione è oggetto di continuo monitoraggio da parte della Capogruppo: ciò ha portato, tra l'altro, alla decisione manageriale di incrementare prudenzialmente, a fine giugno 2011, la componente *country risk premium* del tasso di attualizzazione associato agli investimenti in questione. Va peraltro segnalato che, pur nell'ambito dell'attuale contesto di crisi, il quadro regolatorio del mercato greco dell'energia elettrica è migliorato a partire dall'ultimo trimestre del 2010. Inoltre l'attuazione del programma di aiuti, concordato con l'Unione Europea ed il Fondo Monetario Internazionale, dovrebbe permettere di sostenere il potenziale di sviluppo della Grecia, in vista di una definitiva ripresa dell'economia del Paese. A partire dall'ultimo trimestre 2009, inoltre, è commercialmente operativo il terminale di rigassificazione GNL di Rovigo, che attualmente opera a pieno regime, consentendo di importare dal Qatar più di 8 miliardi di metri cubi di gas l'anno: l'80% della capacità di rigassificazione è destinata ad Edison in base all'accordo di vendita di GNL con Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II. Il restante 20% della capacità è a disposizione del mercato secondo le procedure fissate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e Gas.

Sempre con riferimento al settore idrocarburi, il gruppo Edison ha realizzato nel 2009 un significativo investimento sul mercato egiziano del petrolio e gas attraverso l'acquisizione della concessione offshore di Abu Qir, con la finalità di aumentare sensibilmente, in prospettiva, le proprie riserve di idrocarburi e sviluppare il portafoglio di Gruppo come operatore energetico integrato. Nel corso dell'esercizio 2010 e del primo semestre 2011 sono proseguite le attività di perforazione e sviluppo nell'ambito della gestione della concessione esistente.

A tale riguardo si segnala che le attività di sviluppo e produzione di idrocarburi sono tipicamente soggette all'incertezza relativa alla stima dei quantitativi di riserve provate, alla previsione dei tassi di produzione futuri e alle tempistiche degli investimenti di sviluppo, dato che l'accuratezza della stima delle riserve provate dipende da una numerosa serie di fattori, assunzioni e variabili. Inoltre, tra la fase esplorativa e l'avvio delle successive fasi di sviluppo e commercializzazione delle riserve di idrocarburi scoperte tipicamente intercorre un rilevante periodo di tempo, necessario per valutare la commerciabilità delle scoperte effettuate, autorizzarne il progetto di sviluppo, costruire e mettere in funzione le relative attrezzature (time-to-market). Durante questo lasso temporale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e del gas e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione. Tuttavia, nel caso specifico della concessione di Abu Qir, le caratteristiche delle infrastrutture esistenti sono tali da contenere l'esposizione a tale rischio.

In aggiunta, le produzioni future di idrocarburi dipendono dall'abilità del Gruppo di avere accesso a nuove riserve attraverso nuove scoperte rese possibili dall'attività esplorativa, dal successo nelle attività di sviluppo e dall'esito delle attività di negoziazione degli accordi di concessione con i paesi proprietari delle riserve conosciute. I recenti avvenimenti in Egitto, che hanno portato a un inasprimento della tensione socio-politica interna, e le possibili ripercussioni sulla capacità di Edison di continuare ad operare in condizioni di economicità sono oggetto di costante monitoraggio da parte della Capogruppo. Ciò ha portato, tra l'altro, alla decisione manageriale di incrementare prudenzialmente, a fine 2010, la componente *country risk premium* del tasso di attualizzazione associato agli investimenti in questione. Ulteriori investimenti, nonché alcuni mirati disinvestimenti come parte di una strategia di razionalizzazione del portafoglio complessivo, sono previsti in futuro per il potenziamento delle attività caratteristiche, sia nel settore energia elettrica sia nel settore idrocarburi. Come ricordato in precedenza, la strategia di sviluppo prevede anche il possibile ricorso all'internazionalizzazione in Paesi al di fuori dell'Unione Europea, dove in parte il Gruppo è già presente, che possono essere caratterizzati da un quadro politico, sociale ed economico meno stabile.

Con riguardo a tali attività, il gruppo Edison è esposto a rischi autorizzativi, rischi di ritardo nello sviluppo o entrata in esercizio commerciale delle nuove iniziative, rischio di incremento dei costi operativi e dei

costi di materiali e servizi, rischi legati a possibili cambiamenti nelle tecnologie esistenti, nonché rischi legati all'evoluzione del quadro politico e normativo di taluni Paesi stranieri in cui il Gruppo opera o intende operare in futuro.

Per quanto concerne la strategia di sviluppo attraverso acquisizioni, questa dipende dalla capacità di Edison di identificare e cogliere opportunità presenti sul mercato in termini di acquisizioni di *asset* o società che consentano di sviluppare il *core business* del Gruppo in termini accettabili. Da questo punto di vista, non vi è la totale garanzia che Edison sarà in grado di raggiungere i benefici inizialmente attesi da tali operazioni. In particolare, questo può essere dovuto ad una non efficace integrazione degli *asset* acquisiti o a perdite e costi inizialmente non previsti e ad essi connessi. Inoltre, le acquisizioni comportano anche il rischio finanziario di non riuscire a coprire i costi di acquisto, nel caso in cui si dovesse verificare una diminuzione prolungata dei prezzi e dello scenario di riferimento.

Ai fini di una mitigazione di tali rischi, il gruppo Edison si è strutturato con una serie di processi interni a presidio delle varie fasi istruttorie e valutative delle iniziative di investimento. I processi prevedono, oltre alle opportune procedure formalizzate, operazioni di *due diligence*, contratti vincolanti, processi autorizzativi interni multi-livello e di project risk assessment, nonché serrate attività di project management e project control.

Politiche e strumenti di gestione adottati

Energy Risk Policy

Governance

La *governance* dell'Energy Risk Management prevede che il Consiglio di Amministrazione sia l'unico organo responsabile per l'approvazione dei limiti di rischio, espressi in termini di Capitale Economico, in sede di budget.

Nell'ambito del Comitato Rischi vengono definite le politiche, supervisionati i livelli di rischio, approvate le strategie di copertura e definiti eventuali limiti di dettaglio.

Nel rispetto di una chiara separazione dei ruoli, la Direzione Risk Office, a riporto del CFO, si occupa di istruire i temi per il Comitato Rischi, del controllo dei limiti e dei risultati delle coperture finanziarie effettuate, mentre il Front Office, a riporto del Direttore BU Energy Management, si occupa di chiudere le transazioni sui mercati finanziari, con il compito di ottimizzarne tempistiche, strutture e controparti.

Coperture finanziarie

Uno degli obiettivi dell'attività di Risk Management del Gruppo è quello di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di asset e contratti, proteggendo tramite l'Hedging Strategico i margini industriali di Gruppo dalle oscillazioni dovute al rischio prezzo e al rischio cambio (come definiti nel precedente paragrafo "Risk Factors") sulle *commodity* trattate.

L'attività di Hedging Strategico è svolta tramite coperture finanziarie attivate progressivamente nel corso dell'anno sulla base dell'andamento dei mercati e dell'evolversi delle previsioni sui volumi dei contratti fisici in acquisto e in vendita e delle produzioni degli asset.

La gradualità dell'Hedging Strategico assicura la minimizzazione del rischio di esecuzione, legato alla concentrazione di tutte le coperture in una fase di mercato sfavorevole, del rischio volume, legato alla variabilità del sottostante da coprire in funzione delle migliori previsioni di volume, e del rischio operativo, legato a errori di implementazione.

Inoltre, la politica del Gruppo è orientata a minimizzare il ricorso ai mercati finanziari per coperture mediante la valorizzazione dell'integrazione verticale e orizzontale delle varie filiere di business.

A tal fine, il Gruppo pianifica prioritariamente il bilanciamento fisico dei volumi delle proprie vendite di *commodity* energetiche fisiche sui mercati per le varie scadenze temporali, attraverso gli asset di produzione di proprietà e il portafoglio di contratti in essere, sia di medio/lungo periodo sia spot.

In secondo luogo, il Gruppo persegue una strategia di omogeneizzazione fra le fonti e gli impieghi fisici, in modo che le formule e le indicizzazioni a cui sono legati i ricavi derivanti dalle vendite di *commodity* energetiche riflettano per quanto possibile le formule e le indicizzazioni dei costi del Gruppo, ossia degli

acquisti di *commodity* energetiche sui mercati e degli approvvigionamenti per i propri asset di produzione. Per gestire il rischio prezzo e cambio sull'esposizione residua del portafoglio di asset e contratti, il Gruppo può fare ricorso a coperture strutturate sui mercati finanziari sulla base di una strategia di *cash flow hedging*.

Le coperture finanziarie possono avere origine anche da specifiche richieste delle singole business unit con la finalità di bloccare, tramite l'Hedging Operativo, il margine relativo ad una singola transazione o ad un insieme limitato di transazioni tra loro correlate.

Policy di Enterprise Risk Management

Il processo ERM e le valutazioni di impatto sui margini-obiettivo

Il processo di Enterprise Risk Management viene svolto in parallelo con lo sviluppo del budget e del piano strategico, con un processo di Risk Self Assessment i cui risultati sono oggetto di comunicazione a scadenze prestabilite in sede di Comitato di Controllo Interno e Consiglio di Amministrazione. Anche in questo caso il modello si basa sulle informazioni che provengono dalle singole unità operative e direzioni: ciascuna, nel suo ambito specifico, procede infatti a una mappatura dei rischi secondo tre dimensioni, che misurano rispettivamente l'impatto globale, la probabilità di accadimento e il livello di controllo.

I risultati di sintesi per quanto concerne i primi sei mesi dell'esercizio in corso sono commentati nel precedente paragrafo "Risk Factors".

Per ciascuno dei rischi prioritari individuati vengono assegnati un coordinatore e specifiche azioni di mitigazione, codificate all'interno di classi di interventi predefiniti. Nel corso dell'anno sono previsti aggiornamenti periodici per il controllo dell'andamento delle azioni di mitigazione individuate e la valutazione del potenziale impatto.

Fondi rischi

Oltre a quanto sopra descritto relativamente alle attività di gestione e mitigazione dei rischi, il gruppo Edison, in presenza di obbligazioni attuali, conseguenti a eventi passati, che possono essere di tipo legale, contrattuale oppure derivare da dichiarazioni o comportamenti dell'impresa tali da indurre nei terzi una valida aspettativa che l'impresa stessa sia responsabile o si assuma la responsabilità di adempiere a una obbligazione, ha effettuato negli anni congrui accantonamenti in appositi fondi rischi ed oneri presenti tra le passività di bilancio (si vedano anche le Note Illustrative al Bilancio consolidato semestrale abbreviato). In particolare, nello svolgimento delle proprie attività, le società del Gruppo sono parte in procedimenti giudiziari e in alcuni contenziosi fiscali per una descrizione dei quali si rimanda al paragrafo "Stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso al 30 giugno 2011".

ALTRE INFORMAZIONI

Ai sensi dell'art. 2428 del Codice civile, si precisa che:

- al 30 giugno 2011 non risultano in portafoglio azioni proprie o azioni della società controllante, neppure indirettamente tramite società fiduciarie o per interposta persona. Nel corso del periodo non sono state effettuate operazioni relative ad azioni proprie o ad azioni della società controllante, neppure indirettamente tramite società fiduciarie o per interposta persona;
- il Gruppo ha intrattenuto nel corso del semestre operazioni rilevanti con parti correlate, per una descrizione delle quali si rimanda al capitolo "*Operazioni infragruppo e con parti correlate*" contenuto nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato;
- non sono state istituite sedi secondarie.

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

AL 30 GIUGNO 2011

Conto economico

Esercizio 2010		(in milioni di euro)		1° semestre 2011		1° semestre 2010	
di cui con parti correlate		Nota		di cui con parti correlate		di cui con parti correlate	
10.446	368	Ricavi di vendita	1	5.662	225	5.087	201
638	51	Altri ricavi e proventi	2	313	8	268	27
11.084	419	Totale ricavi		5.975	233	5.355	228
(9.462)	(177)	Consumi di materie e servizi (-)	3	(5.353)	(65)	(4.602)	(66)
(253)	-	Costo del lavoro (-)	4	(131)	-	(127)	-
1.369		Margine operativo lordo	5	491		626	
(1.096)		Ammortamenti e svalutazioni (-)	6	(385)		(362)	
273		Risultato operativo		106		264	
(144)	-	Proventi (oneri) finanziari netti	7	(94)	-	(51)	-
(1)	1	Proventi (oneri) da partecipazioni	8	5	-	(1)	-
44	-	Altri proventi (oneri) netti	9	(6)	-	30	-
172		Risultato prima delle imposte		11		242	
(83)		Imposte sul reddito	10	(49)		(96)	
89		Risultato netto da attività in esercizio		(38)		146	
(40)	-	Risultato netto da attività in dismissione	11	(22)	-	-	-
49		Risultato netto del periodo		(60)		146	
		di cui:					
28		Risultato netto di competenza di terzi		2		4	
21		Risultato netto di competenza di Gruppo		(62)		142	
		Utile (perdita) per azione (in euro)	12				
0,0034		Risultato di base azioni ordinarie		(0,0125)		0,0261	
0,0334		Risultato di base azioni di risparmio		0,0250		0,0561	
0,0034		Risultato diluito azioni ordinarie		(0,0125)		0,0261	
0,0334		Risultato diluito azioni di risparmio		0,0250		0,0561	

Altre componenti di conto economico complessivo

Esercizio 2010		(in milioni di euro)		Nota		1° semestre 2011		1° semestre 2010	
49		Risultato netto del periodo				(60)		146	
		Altre componenti del risultato complessivo:							
58		A) Variazione riserva di Cash Flow Hedge		24		8		9	
93		- Utili (Perdite) da valutazione del periodo				12		15	
(35)		- Imposte (-)				(4)		(6)	
(2)		B) Variazione riserva di partecipazioni disponibili per la vendita		24		1		(2)	
(2)		- Utili (Perdite) su titoli o partecipazioni non realizzati				1		(2)	
-		- Imposte (-)				-		-	
3		C) Variazione riserva di differenze da conversione di attività in valuta estera				2		4	
-		D) Quota delle altre componenti di utile complessivo di partecipazioni collegate				-		-	
59		Totale altre componenti del risultato complessivo al netto delle imposte (A+B+C+D)				11		11	
108		Totale risultato netto complessivo del periodo				(49)		157	
		di cui:							
28		di competenza di terzi				2		4	
80		di competenza di Gruppo				(51)		153	

Stato patrimoniale

30.06.2010		(in milioni di euro)		30.06.2011		31.12.2010	
di cui con parti correlate		Nota		di cui con parti correlate		di cui con parti correlate	
ATTIVITÀ							
7.431	-	Immobilizzazioni materiali	13	6.934	-	7.002	-
11	-	Immobili detenuti per investimento	14	11	-	11	-
3.538	-	Avviamento	15	3.534	-	3.534	-
1.230	-	Concessioni idrocarburi	16	952	-	985	-
112	-	Altre immobilizzazioni immateriali	17	95	-	109	-
47	47	Partecipazioni	18	49	49	48	48
297	-	Partecipazioni disponibili per la vendita	18	204	-	293	-
93	-	Altre attività finanziarie	19	88	-	91	-
120	-	Crediti per imposte anticipate	20	199	-	182	-
103	-	Altre attività	21	202	-	112	-
12.982		Totale attività non correnti		12.268		12.367	
273	-	Rimanenze		287	-	331	-
2.028	69	Crediti commerciali		2.571	79	2.375	100
30	-	Crediti per imposte correnti		26	-	35	-
546	30	Crediti diversi		756	99	655	83
70	-	Attività finanziarie correnti		62	-	69	6
338	-	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		483	-	472	-
3.285		Totale attività correnti	22	4.185		3.937	
-	-	Attività in dismissione	23	152	-	209	-
16.267		Totale attività		16.605		16.513	
PASSIVITÀ							
5.292	-	Capitale sociale		5.292	-	5.292	-
2.543	-	Riserve e utile (perdite) portati a nuovo		2.560	-	2.548	-
30	-	Riserve di altre componenti del risultato complessivo		89	-	78	-
142	-	Risultato netto di competenza di Gruppo		(62)	-	21	-
8.007		Totale patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante		7.879		7.939	
176	-	Patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza		169	-	198	-
8.183		Totale patrimonio netto	24	8.048		8.137	
63	-	Trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza	25	60	-	62	-
579	-	Fondo imposte differite	26	484	-	504	-
811	-	Fondi per rischi e oneri	27	868	-	823	-
1.695	-	Obbligazioni	28	1.792	-	1.791	-
1.517	-	Debiti e altre passività finanziarie	29	1.137	-	942	-
28	-	Altre passività	30	35	-	34	-
4.693		Totale passività non correnti		4.376		4.156	
781	-	Obbligazioni		534	-	528	-
674	15	Debiti finanziari correnti		1.030	15	1.073	15
1.523	50	Debiti verso fornitori		2.053	59	2.153	80
20	-	Debiti per imposte correnti		8	-	82	-
393	12	Debiti diversi		542	51	380	19
3.391		Totale passività correnti	31	4.167		4.216	
-	-	Passività in dismissione	32	14	-	4	-
16.267		Totale passività e patrimonio netto		16.605		16.513	

Rendiconto finanziario delle disponibilità liquide

Il presente rendiconto finanziario analizza i **flussi di cassa** relativi alle disponibilità liquide a breve termine (esigibili entro 3 mesi) del primo semestre 2011. Completa l'informativa in tema di flussi finanziari, ai fini di una migliore comprensione delle dinamiche di generazione e di assorbimento di cassa, un apposito rendiconto finanziario, riportato nella Relazione intermedia sulla gestione, che analizza la variazione complessiva dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo.

Esercizio 2010 (*)		(in milioni di euro)		1° semestre 2011		1° semestre 2010 (*)	
di cui con parti correlate			Nota	di cui con parti correlate		di cui con parti correlate	
61	-	Risultato netto di competenza di Gruppo da attività in esercizio		(40)	-	142	-
(40)	-	Risultato netto di competenza di Gruppo da attività in dismissione		(22)	-	-	-
28	-	Risultato netto di competenza di terzi da attività in esercizio		2	-	4	-
49		Risultato netto		(60)		146	
1.096	-	Ammortamenti e svalutazioni	6	385	-	362	-
(1)	(1)	Risultato di società valutate con il metodo del patrimonio netto (-)		-	-	-	-
1	1	Dividendi incassati da società valutate con il metodo del patrimonio netto		1	1	1	1
6	-	(Plusvalenze) Minusvalenze da realizzo di immobilizzazioni		(9)	-	7	-
(2)	-	Variazione del trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza	25	(1)	-	(1)	-
(16)	-	Variazione Fair Value iscritto nel margine operativo lordo		(26)	-	(22)	-
148	22	Variazione del Capitale Circolante Operativo		(252)	-	(70)	23
(299)	(51)	Variazione di altre attività e passività di esercizio		(47)	16	(205)	(5)
982		A. Flusso monetario da attività d'esercizio da attività continue		(9)		218	
(557)	-	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-)	13-17	(243)	-	(320)	-
(7)	(5)	Investimenti in immobilizzazioni finanziarie (-)		-	-	(2)	(2)
(42)	-	Prezzo di acquisizione business combinations (-)		-	-	-	-
8	-	Prezzo di cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali		10	-	6	-
-	-	Prezzo di cessione di immobilizzazioni finanziarie		86	-	-	-
8	-	Rimborsi di capitale da immobilizzazioni finanziarie		9	-	4	-
(39)	(6)	Variazione altre attività finanziarie correnti		7	6	(40)	-
(629)		B. Flusso monetario da attività di investimento		(131)		(352)	
1.124	-	Accensioni di nuovi finanziamenti a medio e lungo termine	28,29	299	-	533	-
(1.420)	-	Rimborsi di finanziamenti a medio e lungo termine (-)	28,29	(102)	-	(620)	-
(84)	-	Altre variazioni nette dei debiti finanziari		(38)	-	39	-
10	-	Apporti di capitale da società controllanti o da terzi azionisti		-	-	10	-
(259)	(178)	Dividendi pagati a società controllanti o a terzi azionisti (-)		(8)	-	(238)	(178)
(629)		C. Flusso monetario da attività di finanziamento		151		(276)	
-		D. Disponibilità liquide da variazioni del perimetro di consolidamento		-		-	
-		E. Differenze di cambio nette da conversione		-		-	
-		F. Flusso monetario netto da attività d'esercizio da attività in dismissione		-		-	
(276)		G. Flusso monetario netto del periodo (A+B+C+D+E+F)		11		(410)	
748		H. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio		472		748	
472		I. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo (G+H)		483		338	
472		L. Totale disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo (I)		483		338	
-		M. (-) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti da attività in dismissione		-		-	
472		N. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti da attività continue (L-M)		483		338	

(*) Alcune voci sono state riclassificate ai soli fini comparativi.

Variazione del patrimonio netto consolidato

(in milioni di euro)										
	Riserva di altre componenti del risultato complessivo									
	Capitale Sociale	Riserve e utili (perdite) portati a nuovo	Cash Flow Hedge	Partecipazioni disponibili per la vendita	Differenze da conversione di attività in valuta estera	Quota delle altre componenti di utile complessivo di partecipazioni collegate	Risultato netto di competenza di Gruppo	Totale Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	Patrimonio Netto attribuibile ai soci di minoranza	Totale Patrimonio Netto
Saldi al 31 dicembre 2009	5.292	2.526	17	(2)	4	-	240	8.077	177	8.254
Destinazione utili esercizio precedente	-	240	-	-	-	-	(240)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	(228)	-	-	-	-	-	(228)	(15)	(243)
Aumento capitale sociale	-	-	-	-	-	-	-	-	10	10
Altri movimenti	-	5	-	-	-	-	-	5	-	5
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	9	(2)	4	-	142	153	4	157
di cui:										
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	9	(2)	4	-	-	11	-	11
- Risultato netto al 30 giugno 2010	-	-	-	-	-	-	142	142	4	146
Saldi al 30 giugno 2010	5.292	2.543	26	(4)	8	-	142	8.007	176	8.183
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Altri movimenti	-	5	-	-	-	-	-	5	(1)	4
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	49	-	(1)	-	(121)	(73)	24	(49)
di cui:										
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	49	-	(1)	-	-	48	-	48
- Risultato netto dal 1° luglio al 31 dicembre 2010	-	-	-	-	-	-	(121)	(121)	24	(97)
Saldi al 31 dicembre 2010	5.292	2.548	75	(4)	7	-	21	7.939	198	8.137
Destinazione utili esercizio precedente	-	21	-	-	-	-	(21)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	(31)	(31)
Altri movimenti	-	(9)	-	-	-	-	-	(9)	-	(9)
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	8	1	2	-	(62)	(51)	2	(49)
di cui:										
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	8	1	2	-	-	11	-	11
- Risultato netto al 30 giugno 2011	-	-	-	-	-	-	(62)	(62)	2	(60)
Saldi al 30 giugno 2011	5.292	2.560	83	(3)	9	-	(62)	7.879	169	8.048

NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO AL 30 GIUGNO 2011

Contenuto e forma

Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011 del gruppo Edison, sottoposto a revisione contabile limitata, è redatto ai sensi dell'art. 154-ter del Decreto Legislativo del 24 febbraio 1998 n. 58 e successive modifiche e integrazioni e recepisce, in particolare, in quanto situazione infrannuale il disposto dello IAS 34 - Bilanci Intermedi.

I principi contabili di riferimento utilizzati nella predisposizione del bilancio sono conformi agli *International Financial Reporting Standards* - IFRS emessi dall'*International Accounting Standards Board* (IASB), in base al testo pubblicato nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee (G.U.C.E.). Gli schemi di bilancio adottati dal Gruppo, i principi contabili e criteri di consolidamento, il consolidamento d'impres estere e i criteri di conversione di poste in valuta e i criteri di valutazione adottati nella redazione del Bilancio consolidato semestrale abbreviato sono conformi a quelli utilizzati per il Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010, al quale si rimanda per completezza di trattazione.

A decorrere dal 1° gennaio 2011 sono state applicate talune modifiche ai principi contabili internazionali e alle interpretazioni, nessuno dei quali ha determinato un effetto significativo sul Gruppo. Le variazioni principali sono di seguito illustrate:

- l'**IFRS 1** che riguarda i soggetti che dovendo applicare per la prima volta i principi IFRS devono predisporre un documento di *First Time Adoption*;
- l'**IFRS 3** che riguarda la valorizzazione delle partecipazioni di minoranza nell'acquisita in un'operazione di aggregazione aziendale;
- l'**IFRS 7** che integra la *disclosure* relativa ai rischi finanziari;
- lo **IAS 1** che richiede un'analisi delle altre componenti di conto economico complessivo per ciascuna componente di patrimonio netto;
- lo **IAS 24** che richiede che vengano fornite informazioni integrative sugli impegni con parti correlate;
- lo **IAS 34** che riguarda il contenuto del bilancio intermedio;
- l'**IFRIC 14** "Pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima";
- l'**IFRIC 19** "Estinzioni di passività finanziarie con strumenti rappresentativi di capitale";
- alcune modifiche marginali ad altri principi e interpretazioni.

Il Consiglio di Amministrazione tenutosi in data 25 luglio 2011 ha autorizzato la pubblicazione del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

L'Assemblea degli Azionisti del 26 aprile 2011 ha attribuito l'incarico di revisione del bilancio consolidato alla società Deloitte & Touche Spa; l'incarico, ai sensi del Decreto Legislativo del 27 gennaio 2010 n. 39, ha la durata di nove esercizi (2011-2019).

I valori, ove non diversamente specificato, sono esposti in milioni di euro.

Variazione dell'area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2010

Le variazioni dell'area di consolidamento del Gruppo avvenute nel corso del primo semestre 2011 hanno riguardato:

Filiera Energia Elettrica:

- la società Edison Power Energy Srl, consolidata precedentemente con il metodo integrale, è deconsolidata dal 1° gennaio 2011 a seguito della sua messa in liquidazione;
- la società Eneco Energia Spa è stata fusa per incorporazione in Edison Energia Spa con efficacia verso i terzi dal 1° gennaio 2011.

Filiera Idrocarburi:

- è stata costituita la società ICGB Ad (Interconnector Greece Bulgaria Ad), in *joint venture* tra la società IGI Poseidon Sa e la società Bulgarian Energy Holding Ead. Tale società, consolidata con il metodo proporzionale, è dedicata allo sviluppo e alla costruzione del nuovo gasdotto IGB tra Grecia e Bulgaria.

Corporate e Altri Settori:

- la società Selm Holding International Sa, consolidata precedentemente con il metodo integrale, è deconsolidata dal 28 giugno 2011 a seguito della sua messa liquidazione.

Dati di sintesi del primo semestre 2011 delle società consolidate proporzionalmente

(Valori in milioni di euro riferiti al pro-quota di partecipazione)

	Edipower Spa	Sel Edison Spa	Ibiritermo Sa	Parco Eolico Castelnuovo Srl	ED-Ina D.O.O.	Elpedison Bv	Elpedison Power Sa	Elpedison Trading Sa	Kinopraxia Thisvi	Abu Qir Petroleum Company	IGI Poseidon Sa	ICGB Ad
% di consolidamento proporzionale	50,00%	42,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	65,00%	50,00%	50,00%	25,00%
% di interessenza di Gruppo	50,00%	42,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	37,89%	50,00%	65,00%	50,00%	50,00%	25,00%

CONTO ECONOMICO

Ricavi di vendita	262	5	-	-	1	-	85	8	1	-	-	-
Margine operativo lordo	102	2	-	-	-	-	16	-	-	-	(1)	-
<i>% sui ricavi di vendita</i>	38,9%	40,0%	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.s.</i>	<i>n.a.</i>	18,8%	<i>n.s.</i>	<i>n.s.</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.s.</i>	<i>n.a.</i>
Ammortamenti e svalutazioni (-)	(63)	(1)	-	-	-	-	(30)	-	-	-	-	-
Risultato operativo	39	1	-	-	-	-	(14)	-	-	-	(1)	-
Risultato netto	20	-	4	-	-	-	(15)	-	-	-	(1)	-
di cui Risultato netto di competenza di terzi	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	-	-

STATO PATRIMONIALE

Totale attività	1.954	50	99	2	1	60	288	4	2	4	12	-
Patrimonio netto	1.080	34	21	1	-	60	79	-	-	-	9	-
di cui Patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza	-	-	-	-	-	-	19	-	-	-	-	-
Indebitamento (disponibilità) finanziario netto	543	11	(50)	-	-	-	172	(1)	-	(4)	(6)	-

INFORMATIVA SETTORIALE

I segmenti di seguito identificati dal Gruppo ai sensi dell'IFRS 8, attengono alla "Filiera Energia Elettrica", alla "Filiera Idrocarburi" e al settore residuale "Corporate e Altri Settori". Tale articolazione informativa corrisponde alla struttura della reportistica periodicamente analizzata dal *management* e dal Consiglio di Amministrazione per gestire il *business* ed è oggetto di *reporting* direzionale periodico e di pianificazione.

CONTO ECONOMICO (in milioni di euro)	Filiera Energia Elettrica		Filiera Idrocarburi		Corporate e Altri Settori		Attività in dismissione		Rettifiche ed Elisioni		Gruppo Edison	
	1° sem. 2011	1° sem. 2010	1° sem. 2011	1° sem. 2010	1° sem. 2011	1° sem. 2010	1° sem. 2011	1° sem. 2010	1° sem. 2011	1° sem. 2010	1° sem. 2011	1° sem. 2010
Ricavi di vendita	3.832	3.438	2.560	2.552	24	25	-	-	(754)	(928)	5.662	5.087
- di cui verso terzi	3.830	3.436	1.828	1.645	4	6	-	-	-	-	5.662	5.087
- di cui intersettoriali	2	2	732	907	20	19	-	-	(754)	(928)	-	-
Margine operativo lordo	361	428	180	247	(50)	(49)	-	-	-	-	491	626
% sui ricavi di vendita	9,4%	12,4%	7,0%	9,7%	n.s.	n.s.	-	-	-	-	8,7%	12,3%
Ammortamenti e svalutazioni	(297)	(266)	(82)	(90)	(6)	(6)	-	-	-	-	(385)	(362)
Risultato operativo	64	162	98	157	(56)	(55)	-	-	-	-	106	264
% sui ricavi di vendita	1,7%	4,7%	3,8%	6,2%	n.s.	n.s.	-	-	-	-	1,9%	5,2%
Proventi (oneri) finanziari netti											(94)	(51)
Risultato da partecipazioni valutate ad equity											-	-
Imposte sul reddito											(49)	(96)
Risultato netto da attività in esercizio											(38)	146
Risultato netto da attività in dismissione							(22)	-			(22)	-
Risultato netto di competenza di terzi											2	4
Risultato netto di competenza del Gruppo											(62)	142

STATO PATRIMONIALE (in milioni di euro)	Filiera Energia Elettrica		Filiera Idrocarburi		Corporate e Altri Settori		Attività in dismissione		Rettifiche ed Elisioni		Gruppo Edison	
	30.06.2011	31.12.2010	30.06.2011	31.12.2010	30.06.2011	31.12.2010	30.06.2011	31.12.2010	30.06.2011	31.12.2010	30.06.2011	31.12.2010
Totale attività correnti e non correnti	11.768	11.704	4.747	4.582	5.496	5.330	152	209	(5.558)	(5.312)	16.605	16.513
Totale passività correnti e non correnti	4.406	4.447	2.824	2.873	4.722	4.184	14	4	(3.409)	(3.132)	8.557	8.376
Indebitamento finanziario netto							1	1			3.866	3.708

ALTRE INFORMAZIONI (in milioni di euro)	Filiera Energia Elettrica		Filiera Idrocarburi		Corporate e Altri Settori		Attività in dismissione		Rettifiche ed Elisioni		Gruppo Edison	
	1° sem. 2011	1° sem. 2010	1° sem. 2011	1° sem. 2010	1° sem. 2011	1° sem. 2010	1° sem. 2011	1° sem. 2010	1° sem. 2011	1° sem. 2010	1° sem. 2011	1° sem. 2010
Investimenti tecnici	84	138	147	95	1	63	-	-	-	-	232	296
Investimenti in esplorazione	-	-	7	21	-	-	-	-	-	-	7	21
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	1	1	3	1	-	1	-	-	-	-	4	3
Totale investimenti	85	139	157	117	1	64	-	-	-	-	243	320

Dipendenti (numero)	Filiera Energia Elettrica		Filiera Idrocarburi		Corporate e Altri Settori		Attività in dismissione		Rettifiche ed Elisioni		Gruppo Edison	
	30.06.2011	31.12.2010	30.06.2011	31.12.2010	30.06.2011	31.12.2010	30.06.2011	31.12.2010	30.06.2011	31.12.2010	30.06.2011	31.12.2010
Dipendenti (numero)	1.821	1.830	1.352	1.357	635	633	119	119	-	-	3.927	3.939

Al momento il Gruppo non ritiene rilevante l'analisi settoriale per **area geografica** essendo prevalentemente ubicato e attivo sul territorio italiano. A partire dal 2009, a seguito essenzialmente di acquisizioni, le attività estere hanno avuto un maggior rilievo: le immobilizzazioni nette ammontano complessivamente a 1.514 milioni di euro, di cui 226 milioni di euro nella Filiera Energia Elettrica, essenzialmente riferite alla Grecia, e 1.288 milioni di euro nella Filiera Idrocarburi, in gran parte allocate in Egitto. Al 30 giugno 2011, l'apporto complessivo delle attività estere è pari a circa il 16% del margine operativo lordo e circa il 13% del capitale investito netto.

Con riferimento ai cd. "**clienti rilevanti**" occorre osservare che generalmente le vendite del Gruppo non sono concentrate, con l'eccezione della Filiera Energia Elettrica in cui sono presenti due soli clienti rilevanti, ai sensi dell'IFRS 8, con ricavi di vendita complessivi per 754 milioni di euro nel periodo, equivalenti a circa il 20% dei ricavi di vendita della filiera e a circa il 13% dei ricavi di vendita del Gruppo.

NOTE ALLE POSTE DEL CONTO ECONOMICO

Il primo semestre 2011, rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso, è caratterizzato da una lieve ripresa dei consumi nazionali di energia elettrica (+1,6%), valori tuttavia ancora distanti da quelli pre-crisi del 2008, e da una contestuale riduzione dei consumi di gas naturale (-4,5%).

Nel mercato elettrico permane una sovraccapacità produttiva dovuta all'entrata in esercizio di nuove centrali, mentre nel mercato del gas naturale continua la "bolla del gas" con la contestuale contrazione dei margini di commercializzazione.

In questo scenario, il **margine operativo lordo** del Gruppo si è attestato a 491 milioni di euro, in decremento di 135 milioni di euro rispetto ai 626 milioni di euro dello stesso periodo dell'anno precedente (-21,6%), su cui incidono i proventi legati alla conclusione positiva delle rinegoziazioni dei contratti d'importazione di gas naturale a lungo termine di provenienza russa e norvegese. Il margine operativo lordo *adjusted*¹ della **Filiera Idrocarburi** risulta essere pari a 153 milioni di euro, in calo (-20,3%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (192 milioni di euro) in conseguenza dell'attività di compravendita del gas naturale che evidenzia margini unitari di vendita negativi. Tali effetti sono stati peraltro compensati dal buon andamento delle attività di *Exploration & Production* che hanno beneficiato dello scenario petrolifero in ascesa.

Si ricorda peraltro che il Gruppo ha in corso trattative per la rinegoziazione dei contratti d'importazione di provenienza qatarina, libica e algerina al fine di ripristinare anche per essi i margini di redditività operativa. Il margine operativo lordo *adjusted*¹ della **Filiera Energia Elettrica** del primo semestre 2011 è pari a 388 milioni di euro, in calo (-19,7%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (483 milioni di euro). Su tale risultato hanno inciso la contrazione dei margini del comparto CIP 6/92, in seguito alla risoluzione anticipata di alcune convenzioni effettuata in dicembre 2010, e la contrazione dei margini di vendita dell'energia elettrica sul mercato libero.

Il **risultato netto di competenza di Gruppo** è negativo per 62 milioni di euro, contro un risultato positivo di 142 milioni di euro dello stesso periodo dell'anno precedente. Oltre alla dinamica dei margini industriali summenzionati, sul risultato del periodo hanno inciso:

- le svalutazioni per 77 milioni di euro (4 milioni di euro nel 2010) riferite essenzialmente a centrali termoelettriche e ad un campo di idrocarburi parzialmente compensate da minori ammortamenti (35 milioni di euro) dovuti essenzialmente agli effetti della risoluzione anticipata di alcune convenzioni CIP 6/92 e dei minori costi d'esplorazione;
- maggiori oneri finanziari per 43 milioni di euro, essenzialmente per effetto delle perdite nette su cambi relative ad operazioni di approvvigionamento combustibili;
- minori imposte conseguenti alla riduzione del risultato del periodo.

¹ Il margine operativo lordo *adjusted* è il risultato della riclassificazione dei risultati delle coperture su *commodity* e su cambi associate ai contratti per l'importazione di gas naturale. Nell'ambito delle politiche di gestione del rischio aziendale, tali coperture hanno la finalità di mitigare il rischio di oscillazione del costo del gas naturale destinato alla produzione e vendita di energia elettrica, nonché quello relativo alla vendita del gas naturale medesimo. Il risultato di tali operazioni, contabilizzato nella Filiera Idrocarburi, è stato quindi riclassificato nella Filiera Energia Elettrica (+27 milioni di euro nel 2011, +55 milioni di euro nel 2010). Tale riclassificazione viene effettuata, in considerazione della rilevanza delle variazioni dei prezzi delle *commodity* e dei cambi nel periodo, al fine di consentire una lettura gestionale dei risultati industriali.

Il margine operativo lordo *adjusted* non è soggetto a verifica da parte della società di revisione.

Per una migliore comprensione dei principali valori progressivi del semestre 2011, si riporta l'andamento economico dei trimestri confrontati con i risultati dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (*):

(in milioni di euro)	1° trimestre			2° trimestre			Totale		
	2011	2010	Var. %	2011	2010	Var. %	2011	2010	Var. %
Ricavi di vendita	2.966	2.742	8,2%	2.696	2.345	15,0%	5.662	5.087	11,3%
Margine operativo lordo	183	321	(43,0%)	308	305	1,0%	491	626	(21,6%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	<i>6,2%</i>	<i>11,7%</i>		<i>11,4%</i>	<i>13,0%</i>		<i>8,7%</i>	<i>12,3%</i>	
Ammortamenti e svalutazioni (-)	(157)	(172)	(8,7%)	(228)	(190)	20,0%	(385)	(362)	6,4%
Risultato operativo	26	149	(82,6%)	80	115	(30,4%)	106	264	(59,8%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	<i>0,9%</i>	<i>5,4%</i>		<i>3,0%</i>	<i>4,9%</i>		<i>1,9%</i>	<i>5,2%</i>	
Proventi (oneri) finanziari netti	(42)	(25)	68,0%	(52)	(26)	100,0%	(94)	(51)	84,3%
Risultato prima delle imposte	(13)	131	n.s.	24	111	(78,4%)	11	242	(95,5%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	<i>(0,4%)</i>	<i>4,8%</i>		<i>0,9%</i>	<i>4,7%</i>		<i>0,2%</i>	<i>4,8%</i>	
Imposte sul reddito	(8)	(63)	(87,3%)	(41)	(33)	24,2%	(49)	(96)	(49,0%)
Risultato netto di competenza di Gruppo	(20)	67	n.s.	(42)	75	n.s.	(62)	142	n.s.

(*) I trimestri, singolarmente considerati, non sono soggetti a verifica da parte della società di revisione.

Si precisa che l'andamento trimestrale è stato elaborato sulla base di situazioni patrimoniali ed economiche approvate dal Consiglio di Amministrazione.

1. Ricavi di vendita

Sono pari a 5.662 milioni di euro e registrano una decisa crescita (+11,3%) rispetto al primo semestre del 2010 (5.087 milioni di euro), essenzialmente per l'effetto legato all'andamento dei prezzi delle *commodity*. Nella tabella seguente è riportato il dettaglio relativo ai ricavi di vendita realizzati, in larga prevalenza, sul mercato italiano:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Vendite di:				
- energia elettrica	3.159	2.919	240	8,2%
- gas metano	1.649	1.523	126	8,3%
- vapore	64	64	-	-
- olio	122	78	44	56,4%
- certificati verdi	73	76	(3)	(3,9%)
- diritti di emissione CO ₂	51	-	51	n.a.
- altro	43	13	30	n.s.
Totale Vendite	5.161	4.673	488	10,4%
Prestazioni di servizi per conto terzi	10	11	(1)	(9,1%)
Servizi di stoccaggio	26	23	3	13,0%
Margine attività di trading	17	4	13	n.s.
Ricavi per vettoriameto	434	361	73	20,2%
Altri ricavi per prestazioni diverse	14	15	(1)	(6,7%)
Totale Gruppo	5.662	5.087	575	11,3%

Ripartizione per attività

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Filiera Energia Elettrica	3.832	3.438	394	11,5%
Filiera Idrocarburi	2.560	2.552	8	0,3%
Corporate e Altri Settori	24	25	(1)	(4,0%)
Elisioni	(754)	(928)	174	(18,8%)
Totale Gruppo	5.662	5.087	575	11,3%

In particolare si segnala che:

- i ricavi della **Filiera Energia Elettrica** risultano in decisa crescita (+11,5%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente quale effetto combinato della tenuta dei volumi venduti, nonostante un diverso *mix* di vendita che ha privilegiato il mercato grossista, e del rialzo dei prezzi medi di vendita trainati dallo scenario di riferimento. Inoltre, grazie all'entrata in produzione a dicembre 2010 del nuovo impianto ubicato a Thisvi (Grecia), è cresciuto l'apporto delle attività estere;
- i ricavi della **Filiera Idrocarburi** sono invece sostanzialmente invariati rispetto al 2010 (+0,3%) quale effetto combinato di due fattori: il decremento dei volumi di vendita da un lato e la ripresa dei prezzi medi di vendita sostenuti da un consistente rialzo delle quotazioni del *brent* dall'altro.

2. Altri ricavi e proventi

Ammontano a 313 milioni di euro e sono così dettagliati:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Derivati su commodity	151	130	21	16,2%
Margine attività di trading	-	1	(1)	(100,0%)
Recupero costi di combustibile verso i Tollers di Edipower	-	50	(50)	(100,0%)
Sopravvenienze attive	98	29	69	n.s.
Recupero costi verso contitolari di ricerche di idrocarburi	12	9	3	33,3%
Rilascio netto di fondi rischi su crediti e diversi	9	10	(1)	(10,0%)
Altro	43	39	4	10,3%
Totale Gruppo	313	268	45	16,8%

I **derivati su commodity**, da analizzare congiuntamente con la relativa voce di costo inclusa nella posta **Consumi di materie e servizi** (incrementata da 41 milioni di euro a 87 milioni di euro), riguardano essenzialmente i risultati delle coperture su *brent* e cambi poste in essere con la finalità di mitigare il rischio di oscillazione del costo del gas naturale destinato alla produzione e vendita di energia elettrica nonché di quello relativo alla vendita diretta del gas naturale.

Il risultato riflette l'effetto dello scenario sul fisico oggetto di copertura: nel corso del primo semestre 2011, per effetto della repentina salita dei prezzi dei prodotti petroliferi, si è assistito a un incremento dei costi del gas naturale con un effetto scenario negativo sul fisico sottostante, compensato dai risultati positivi evidenziati nella voce derivati su *commodity*.

Il decremento della voce **recupero costi di combustibile verso i Tollers di Edipower**, da analizzare congiuntamente alla voce di costo **acquisti di olio e combustibile**, è dovuto all'uscita dal contratto di *Tolling* di una centrale Edipower che attualmente opera in regime di "unità essenziale".

La voce **sopravvenienze attive** include gli effetti riferiti agli esercizi precedenti della rinegoziazione dei contratti di acquisto di gas naturale (64 milioni di euro).

La voce **altro** comprende indennizzi assicurativi per 12 milioni di euro, prevalentemente riferiti a incidenti occorsi a pozzi estrattivi italiani in anni precedenti (17 milioni di euro nel 2010).

3. Consumi di materie e servizi

Sono pari a 5.353 milioni di euro, in aumento del 16,3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (4.602 milioni di euro) per effetto delle dinamiche dei prezzi e dei volumi già commentate alla voce "Ricavi di vendita".

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio delle voci:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Acquisti di:				
- gas metano	2.168	1.979	189	9,6%
- energia elettrica	952	880	72	8,2%
- mercato di dispacciamento e sbilanciamento	413	175	238	n.s.
- gas altoforno, recupero, coke	222	164	58	35,4%
- olio e combustibile	63	99	(36)	(36,4%)
- acqua industriale demineralizzata	19	18	1	5,6%
- certificati verdi	76	86	(10)	(11,6%)
- diritti di emissione CO ₂	51	26	25	96,2%
- carbone, utilities e altri materiali	50	55	(5)	(9,1%)
Totale	4.014	3.482	532	15,3%
- manutenzione impianti	84	81	3	3,7%
- vettoriamento di energia elettrica e gas naturale	762	617	145	23,5%
- fee di rigassificazione	52	47	5	10,6%
- prestazioni professionali	68	55	13	23,6%
- svalutazioni di crediti commerciali e diversi	20	16	4	25,0%
- derivati su commodity	87	41	46	n.s.
- margine attività di trading finanziario	4	-	4	n.a.
- accantonamenti a fondi rischi diversi	26	16	10	62,5%
- variazione delle rimanenze	53	47	6	12,8%
- costi godimento beni di terzi	52	52	-	-
- altri usi e consumi	131	148	(17)	(11,5%)
Totale Gruppo	5.353	4.602	751	16,3%

Ripartizione per attività

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Filiera Energia Elettrica	3.477	3.098	379	12,2%
Filiera Idrocarburi	2.586	2.384	202	8,5%
Corporate e Altri Settori	48	52	(4)	(7,7%)
Elisioni	(758)	(932)	174	(18,7%)
Totale Gruppo	5.353	4.602	751	16,3%

L'incremento del valore della voce **gas metano** (189 milioni di euro), rispetto al primo semestre del 2010, è dovuto alla ripresa dei prezzi d'acquisto del gas naturale (sia *spot* sia da contratti d'acquisto di lungo termine) solo in parte compensata dalla riduzione dei volumi unitamente agli effetti positivi delle rinegoziazioni dei contratti per la fornitura di gas naturale norvegese e russo. La voce include, inoltre, gli effetti negativi relativi alla parte efficace dei derivati di copertura del rischio cambio su *commodity* (27 milioni di euro).

La crescita dei costi di acquisto di **energia elettrica** (72 milioni di euro) e sul **mercato di dispacciamento e sbilanciamento** (238 milioni di euro), rispetto al primo semestre 2010, è riconducibile ai maggiori volumi di acquisto effettuati in borsa al fine di ottimizzare il costo delle fonti di approvvigionamento secondo le strategie attuate dal Gruppo.

Nella voce **fee di rigassificazione** (52 milioni di euro) sono inclusi gli oneri riconosciuti al Terminale GNL Adriatico Srl per l'attività di rigassificazione.

La voce **svalutazione di crediti commerciali e diversi** (20 milioni di euro) include gli accantonamenti ai fondi svalutazione e le perdite su crediti al netto degli specifici utilizzi fondi. Si segnala che nel periodo sono stati inoltre provventizzati fondi svalutazione crediti per un importo di 8 milioni di euro incluso alla voce Rilascio netto di fondi rischi su crediti e diversi alla nota 2 **Altri ricavi e proventi**.

Per la composizione degli **accantonamenti a fondi rischi diversi** (26 milioni di euro) si rimanda al commento dei fondi per rischi e oneri (nota 27).

La voce **variazione delle rimanenze** si riferisce principalmente al destoccaggio di gas naturale.

Margine attività di Trading

La tabella sottostante illustra i risultati, inclusi nei ricavi di vendita e nei consumi di materie e servizi, derivanti dalla negoziazione delle operazioni relative ai contratti fisici e finanziari su *commodity* energetiche inclusi nei Portafogli di Trading:

(in milioni di euro)	Nota	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Margine attività di trading fisico					
Ricavi di vendita		1.700	1.198	502	41,9%
Consumi di materie e servizi		(1.683)	(1.194)	(489)	41,0%
Totale incluso nei ricavi di vendita	1	17	4	13	n.s.
Margine attività di trading finanziario					
Altri ricavi e proventi		40	20	20	100,0%
Consumi di materie e servizi		(44)	(19)	(25)	n.s.
Totale incluso in altri ricavi e proventi/ (consumi di materie e servizi)	2/3	(4)	1	(5)	n.s.
Totale margine attività di trading		13	5	8	n.s.

Per una visione complessiva degli effetti si rimanda all'apposita *disclosure* contenuta nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo".

4. Costo del lavoro

Il costo del lavoro, pari a 131 milioni di euro, registra un incremento del 3,1% rispetto ai 127 milioni di euro rilevati nello stesso periodo dell'anno precedente.

L'aumento è riferito essenzialmente all'effetto derivante dall'incremento dell'organico medio rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente nonché alla dinamica salariale.

5. Margine operativo lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 491 milioni di euro, in riduzione di 135 milioni di euro (-21,6%) rispetto ai 626 milioni di euro del primo semestre 2010.

La seguente tabella evidenzia la suddivisione per filiera del margine operativo lordo indicato quale dato *reported* e dato *adjusted*. Quest'ultimo include la riclassifica di una parte del risultato delle attività di copertura poste in essere sui contratti d'importazione di gas naturale che, sotto il profilo gestionale, tutelano i margini delle vendite di energia elettrica. In considerazione della rilevanza delle variazioni di prezzo delle *commodity* e dei cambi nel periodo in esame ed al fine di fornire un adeguato termine di paragone, è stato ritenuto opportuno dare evidenza del margine operativo lordo *adjusted*, che rialloca alla Filiera Energia Elettrica la parte di risultato delle coperture ad essa riferibile.

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	% sui ricavi di vendita	1° semestre 2010	% sui ricavi di vendita	Variazione % sul margine operativo lordo
Margine operativo lordo reported					
Filiera Energia Elettrica	361	9,4%	428	12,4%	(15,7%)
Filiera Idrocarburi	180	7,0%	247	9,7%	(27,1%)
Corporate e Altri Settori	(50)	n.s.	(49)	n.s.	n.s.
Totale Gruppo	491	8,7%	626	11,4%	(21,6%)
Margine operativo lordo adjusted					
Filiera Energia Elettrica	388	10,1%	483	14,0%	(19,7%)
Filiera Idrocarburi	153	6,0%	192	7,5%	(20,3%)
Corporate e Altri Settori	(50)	n.s.	(49)	n.s.	n.s.
Totale Gruppo	491	8,7%	626	11,4%	(21,6%)

Per quanto riguarda le *performances*:

- il margine operativo lordo *adjusted* della **Filiera Idrocarburi**, pari a 153 milioni di euro, registra una riduzione (-20,3%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (192 milioni di euro). Il periodo beneficia degli effetti positivi della conclusione della rinegoziazione del contratto di acquisto di gas naturale a lungo termine russo (115 milioni di euro). Le attività di *Exploration & Production* hanno conseguito una buona *performance* grazie alla decisa ripresa del prezzo del petrolio seppur parzialmente compensata dalla riduzione delle produzioni specie in ambito nazionale per la naturale riduzione delle riserve;
- il margine operativo lordo *adjusted* della **Filiera Energia Elettrica**, pari a 388 milioni di euro, risulta in calo (-19,7%) rispetto al primo semestre 2010 (483 milioni di euro) essenzialmente nel comparto CIP 6/92 a causa della risoluzione anticipata di alcune convenzioni effettuata a fine 2010 e della scadenza di talune convenzioni nel periodo. Sul risultato hanno inoltre inciso negativamente la contrazione dei margini unitari di vendita del Gruppo e la riduzione delle produzioni idroelettriche (-1,1%), solo in parte compensate dalla tenuta dei volumi e dai buoni risultati dell'attività di trading. Positiva la *performance* del comparto fonti rinnovabili, grazie all'incremento delle produzioni legate all'avvio di nuovi campi eolici, e delle attività estere, in seguito all'entrata in funzione nel dicembre 2010 di una nuova centrale termoelettrica in Grecia (Thisvi).

6. Ammortamenti e svalutazioni

La voce pari a 385 milioni di euro, presenta la seguente ripartizione:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	276	299	(23)	(7,7%)
Ammortamenti concessioni idrocarburi	33	29	4	13,8%
Ammortamenti altre immobilizzazioni immateriali	14	30	(16)	(53,3%)
Svalutazione di immobilizzazioni materiali	62	4	58	n.s.
Totale Gruppo	385	362	23	6,4%

Ripartizione per attività

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Filiera Energia Elettrica:	297	266	31	11,7%
- ammortamenti	240	262	(22)	(8,4%)
- svalutazioni	57	4	53	n.s.
Filiera Idrocarburi:	82	90	(8)	(8,9%)
- ammortamenti	77	90	(13)	(14,4%)
- svalutazioni	5	-	5	n.a.
Corporate e Altri Settori:	6	6	-	-
- ammortamenti	6	6	-	-
Totale Gruppo	385	362	23	6,4%

Nella **Filiera Energia Elettrica** l'incremento di 31 milioni di euro è dovuto a:

- maggiori svalutazioni di immobilizzazioni materiali per 53 milioni di euro;
- minori ammortamenti (22 milioni di euro) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente a seguito principalmente degli effetti della scadenza di alcune convenzioni CIP 6/92 nel comparto termoelettrico.

Nella **Filiera Idrocarburi** il decremento di 8 milioni di euro è dovuto all'effetto combinato di:

- svalutazioni di immobilizzazioni materiali per 5 milioni di euro;
- minori costi di esplorazione, scesi dai 21 milioni di euro del 2010 ai 7 milioni di euro del primo semestre 2011.

Per un'analisi di dettaglio degli effetti legati alle svalutazioni, si rimanda alla successiva *disclosure* "Impairment test degli assets ai sensi dello IAS 36" (nota 17).

7. Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti ammontano a 94 milioni di euro e registrano un incremento di 43 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010 (51 milioni di euro).

La tabella seguente ne illustra la composizione:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni
Proventi finanziari			
Proventi finanziari su contratti derivati di natura finanziaria	23	41	(18)
Interessi attivi su leasing finanziario	7	7	-
Interessi attivi su c/c bancari e postali	1	1	-
Interessi attivi su crediti commerciali	-	12	(12)
Altri proventi finanziari	7	5	2
Totale proventi finanziari	38	66	(28)
Oneri finanziari			
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	(38)	(42)	4
Adeguamento Fair Value Hedge su prestiti obbligazionari	10	(21)	31
Oneri finanziari su contratti derivati di natura finanziaria	(33)	(30)	(3)
Interessi passivi verso banche	(18)	(22)	4
Commissioni bancarie	(9)	(7)	(2)
Oneri finanziari per decommissioning	(8)	(8)	-
Oneri finanziari su TFR e su fondi di quiescenza	(1)	(2)	1
Interessi passivi verso altri finanziatori	(7)	(5)	(2)
Altri oneri finanziari	(8)	(6)	(2)
Totale oneri finanziari	(112)	(143)	31
Utili (perdite) su cambi			
Utili su cambi	60	68	(8)
Perdite su cambi	(80)	(42)	(38)
Totale utili (perdite) su cambi	(20)	26	(46)
Totale proventi (oneri) finanziari netti di Gruppo	(94)	(51)	(43)

Il peggioramento netto registrato nel periodo deriva dalle maggiori perdite nette su cambi (perdite di 20 milioni di euro contro utili di 26 milioni di euro nel primo semestre del 2010) dovute essenzialmente ai risultati negativi registrati su operazioni in derivati a copertura degli acquisti di gas naturale in valuta che hanno più che compensato gli utili netti di natura transazionale.

8. Proventi (oneri) da partecipazioni

Il risultato netto da partecipazioni, positivo per 5 milioni di euro, è illustrato nella seguente tabella:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni
Proventi da partecipazioni			
Dividendi	3	-	3
Rivalutazioni e valutazioni ad equity di partecipazioni	1	1	-
Plusvalenze da cessione di partecipazioni	10	-	10
Totale proventi da partecipazioni	14	1	13
Oneri da partecipazioni			
Svalutazioni e valutazioni ad equity di partecipazioni	(1)	(1)	-
Svalutazioni di partecipazioni disponibili per la vendita	(6)	-	(6)
Svalutazione titoli di Trading	(2)	(1)	(1)
Totale oneri da partecipazioni	(9)	(2)	(7)
Totale proventi (oneri) da partecipazioni di Gruppo	5	(1)	6

Le **plusvalenze da cessione di partecipazioni** si riferiscono alla vendita del 4,55% della partecipazione detenuta dal gruppo Edison in CESI Spa (5 milioni di euro) e del 2,703% della partecipazione detenuta nel Terminale GNL Adriatico Srl (5 milioni di euro).

Le **svalutazioni di partecipazioni disponibili per la vendita** (6 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'adeguamento al *fair value* del valore della partecipazione in Terminale GNL Adriatico Srl.

9. Altri proventi (oneri) netti

L'importo netto negativo di 6 milioni di euro è riconducibile essenzialmente a oneri connessi alla definizione e all'adeguamento di alcuni fondi rischi di natura legale e fiscale, mentre il primo semestre del 2010 beneficiava per 30 milioni di euro della definizione positiva di alcune vertenze legali.

10. Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono pari a 49 milioni di euro, in diminuzione di 47 milioni di euro rispetto ai 96 milioni di euro del primo semestre 2010, in conseguenza del peggioramento del risultato di periodo e sono così dettagliate:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni
Imposte correnti	92	137	(45)
Imposte (anticipate) differite	(38)	(30)	(8)
Imposte esercizi precedenti	(5)	(11)	6
Totale Gruppo	49	96	(47)

Tra le **imposte correnti** sono inclusi 73 milioni di euro per IRES, 14 milioni di euro per IRAP e 17 milioni di euro per imposte estere, a cui si contrappongono proventi derivanti dall'adesione al consolidato fiscale per 12 milioni di euro.

La composizione e la movimentazione delle imposte differite e anticipate è riportata nel seguito:

(in milioni di euro)	31.12.2010	Accanto- namenti	Utilizzi	IAS 39 a Patrimonio Netto	Altri movimenti/ riclassifiche/ compensazioni	30.06.2011
Fondi imposte differite:						
Differenze di valore delle immobilizzazioni	487	9	(54)	-	11	453
Applicazione del principio del leasing finanziario (IAS 17)	23	3	-	-	(2)	24
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39) con effetti a patrimonio netto	49	-	-	2	-	51
Altre imposte differite	10	1	-	-	2	13
	569	13	(54)	2	11	541
Compensazione	(65)	-	-	-	8	(57)
Fondi imposte differite al netto della compensazione	504	13	(54)	2	19	484
Crediti per imposte anticipate:						
Perdite fiscali pregresse	10	-	(3)	-	-	7
Fondi rischi tassati	107	9	(6)	-	3	113
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39):						
- di cui con effetti a conto economico	2	-	-	-	-	2
- di cui con effetti a patrimonio netto	3	-	-	(2)	-	1
Differenze di valore delle immobilizzazioni	109	8	(11)	-	8	114
Altre	16	2	(2)	-	3	19
	247	19	(22)	(2)	14	256
Compensazione	(65)	-	-	-	8	(57)
Crediti per imposte anticipate al netto della compensazione	182	19	(22)	(2)	22	199

11. Risultato netto da attività in dismissione

Il risultato negativo di 22 milioni di euro è dovuto:

- per 15 milioni di euro alla svalutazione di alcune centrali termoelettriche effettuata per allineare i valori di carico al loro presumibile valore di realizzo a seguito degli accordi contrattuali sottoscritti a giugno 2011;
- agli effetti della sentenza del Consiglio di Stato del 31 maggio 2011 a seguito della quale sono stati disconosciuti a Edison Spa alcuni benefici tariffari riferiti a una centrale termoelettrica oggetto di cessione nel 2008, già classificata tra i *Disposal Group*.

12. Utile (perdita) per azione

La seguente tabella ne dettaglia la composizione:

Esercizio 2010			1° semestre 2011		1° semestre 2010	
Azioni Ordinarie	Azioni di Risparmio ⁽¹⁾	(in milioni di euro)	Azioni Ordinarie	Azioni di Risparmio ⁽¹⁾	Azioni Ordinarie	Azioni di Risparmio ⁽¹⁾
21	21	Risultato netto di competenza di Gruppo	(62)	(62)	142	142
17	4	Risultato attribuibile alle diverse categorie di azioni (A)	(65)	3	136	6
		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione (ordinarie e di risparmio) ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione:				
5.181.108.251	110.592.420	- di base (B)	5.181.108.251	110.592.420	5.181.108.251	110.592.420
5.181.108.251	110.592.420	- diluito (C) ⁽²⁾	5.181.108.251	110.592.420	5.181.108.251	110.592.420
		Utile (perdita) per azione (in euro)				
0,0034	0,0334	- di base (A/B)	(0,0125)	0,0250	0,0261	0,0561
0,0034	0,0334	- diluito (A/C) ⁽²⁾	(0,0125)	0,0250	0,0261	0,0561

⁽¹⁾ 3% del valore nominale quale maggiorazione del dividendo corrisposto alle azioni di risparmio rispetto a quello corrisposto alle azioni ordinarie. Le azioni di risparmio sono considerate come azioni ordinarie in quanto è stata esclusa dal risultato netto di competenza di Gruppo la quota di utili privilegiati a esse spettante.

⁽²⁾ Qualora si rilevi una perdita di periodo non viene conteggiato alcun effetto diluitivo per le azioni potenziali.

NOTE ALLE POSTE DELLO STATO PATRIMONIALE

Attività

13. Immobilizzazioni materiali

La tabella seguente ne illustra la composizione e le principali variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Beni gratuitamente devolvibili	Beni in locazione finanziaria	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizz. in corso e acconti	Totale
Valori iniziali al 31.12.2010 (A)	813	5.279	429	38	8	7	428	7.002
Variazioni al 30 giugno 2011:								
- acquisizioni	1	70	1	-	-	-	160	232
- alienazioni (-)	(3)	(9)	-	-	-	-	-	(12)
- ammortamenti (-)	(21)	(228)	(24)	(1)	(1)	(1)	-	(276)
- svalutazioni (-)	-	(40)	-	-	-	-	-	(40)
- riclassifica "attività in dismissione"	3	22	-	-	-	-	-	25
- decommissioning	-	8	-	-	-	-	-	8
- altri movimenti	1	14	9	-	-	-	(29)	(5)
Totale variazioni (B)	(19)	(163)	(14)	(1)	(1)	(1)	131	(68)
Valori al 30.06.2011 (A+B)	794	5.116	415	37	7	6	559	6.934

Le **acquisizioni**, per 232 milioni di euro, presentano la seguente ripartizione:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010
Filiera Energia Elettrica	84	138
di cui:		
- comparto termoelettrico	27	94
- comparto idroelettrico	20	31
- comparto fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico, ecc.)	37	13
Filiera Idrocarburi	147	95
di cui:		
- giacimenti Italia	31	10
- giacimenti Estero	93	72
- infrastrutture di trasporto e stoccaggio	23	13
Corporate e Altri Settori	1	63
Totale Gruppo	232	296

Si segnala l'entrata in esercizio nel periodo degli impianti fotovoltaici di Oviglio (3 MW), Piedimonte (1 MW), Cascine Bianche (1 MW), Termoli (1 MW) e di quelli presso gli stabilimenti del gruppo Mapei di Latina e Mediglia (circa 1 MW ciascuno) e del gruppo La Roche di Monza (circa 1,4 MW).

Gli oneri finanziari capitalizzati tra le immobilizzazioni materiali, in accordo con lo IAS 23 *revised*, risultano pari a circa un milione di euro.

Le **svalutazioni**, pari a 40 milioni di euro (4 milioni di euro nel primo semestre 2010), riflettono principalmente gli effetti dell'*impairment test* in conseguenza del verificarsi di alcuni *impairment indicators*. Per un'analisi di dettaglio si rimanda alla nota "Ammortamenti e svalutazioni" del conto economico e alla successiva *disclosure* "Impairment test degli assets ai sensi dello IAS 36" (nota 17).

I **beni gratuitamente devolvibili** sono riferiti alle concessioni di cui è titolare il gruppo Edison (71 nel comparto idroelettrico).

Per i **beni in locazione finanziaria**, iscritti con la metodologia dello IAS 17 *revised*, il valore del residuo debito finanziario, pari a 33 milioni di euro, è esposto per 30 milioni di euro tra i "Debiti e altre passività finanziarie" e per 3 milioni di euro tra i "Debiti finanziari correnti".

14. Immobili detenuti per investimento

Il valore degli immobili detenuti per investimento, riferiti a terreni e fabbricati non strumentali alla produzione, è complessivamente pari a 11 milioni di euro, invariato rispetto al 31 dicembre 2010.

15. Avviamento

L'avviamento ammonta a 3.534 milioni di euro, invariato rispetto al 31 dicembre 2010.

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010
Filiera Energia Elettrica	2.835	2.835
Filiera Idrocarburi	699	699
Totale Gruppo	3.534	3.534

Il valore residuo della voce avviamento rappresenta un'attività immateriale con vita utile indefinita e, pertanto, non soggetta ad ammortamento sistematico ma ad *impairment test* svolto con cadenza almeno annuale.

16. Concessioni idrocarburi

Le concessioni per la coltivazione di idrocarburi, rappresentate da 87 titoli minerari (di cui 3 concessioni di stoccaggio) in Italia e all'estero, per lo sfruttamento di giacimenti di idrocarburi ammontano a 952 milioni di euro e registrano, rispetto al 31 dicembre 2010, un decremento netto di 33 milioni di euro a seguito dell'ammortamento del periodo. Si segnala che nel periodo sono state ottenute cinque nuove concessioni di ricerca idrocarburi in Norvegia ed è scaduto un permesso di ricerca in Egitto.

17. Altre immobilizzazioni immateriali

La seguente tabella ne illustra la composizione e le principali variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	Concessioni, licenze, brevetti e diritti simili	Diritti di emissione CO ₂	Certificati Verdi	Costi di esplorazione	Altre immobilizzazioni immateriali	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Valori iniziali al 31.12.2010 (A)	86	6	5	-	6	6	109
Variazioni al 30 giugno 2011:							
- acquisizioni	3	-	-	7	-	1	11
- ammortamenti (-)	(7)	-	-	(7)	-	-	(14)
- riclassifica "attività in dismissione"	(1)	-	-	-	-	-	(1)
- altri movimenti	3	(4)	(5)	-	-	(4)	(10)
Totale variazioni (B)	(2)	(4)	(5)	-	-	(3)	(14)
Valori al 30.06.2011 (A+B)	84	2	-	-	6	3	95

A seguito dell'applicazione dell'IFRIC 12, la voce **Concessioni, licenze, brevetti e diritti simili** include le infrastrutture della distribuzione gas, ove il Gruppo è titolare di 62 concessioni. In merito si segnala che nel periodo è scaduta una concessione, il cui valore residuo è stato riclassificato nelle "Attività in dismissione". Con riferimento ai **costi di esplorazione**, nel corso del periodo sono stati sostenuti e interamente ammortizzati 7 milioni di euro, mentre nello stesso periodo dell'esercizio precedente ammontavano a 21 milioni di euro; peraltro nel semestre non si sono evidenziate capitalizzazioni da successi esplorativi e conseguenti passaggi alla fase di sviluppo.

Impairment test degli assets ai sensi dello IAS 36

Conformemente allo IAS 36, nel corso del primo semestre 2011 il Gruppo ha condotto un aggiornamento delle analisi di *impairment test* delle singole *Cash Generating Unit* (CGU) laddove sono stati rilevati specifici *impairment indicators* tali da influire sul valore recuperabile.

Per la determinazione del valore recuperabile, in continuità con le stime di fine anno, si è fatto ricorso al valore d'uso stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa operativi al lordo delle imposte, coerenti con le relative vite utili, tenendo altresì in considerazione, se del caso, un valore finale (*terminal value*).

Tali flussi, basati sulle migliori stime effettuate dal *Top Management*, sono i medesimi utilizzati per l'*impairment test* di fine 2010, eventualmente aggiornati laddove sono stati riscontrati specifici *triggers*. Anche i tassi di attualizzazione sono coerenti con quelli utilizzati per l'*impairment test* di fine 2010, eventualmente aumentati laddove il rischio paese risulti apprezzabile in linea differenziale rispetto all'Italia.

Le analisi condotte, seguendo il processo precedentemente descritto, hanno messo in evidenza riduzioni di valore per alcune CGU termoelettriche e per un campo di estrazione d'idrocarburi comportando una svalutazione pari a 77 milioni di euro.

Con specifico riferimento alle **CGU Termoelettriche**, le svalutazioni sono principalmente riconducibili all'insorgere di *impairment indicators* quali:

- a) il sensibile peggioramento delle condizioni finanziarie della Grecia ove sono ubicate alcune attività industriali, che hanno comportato una consistente revisione del tasso di sconto che incorpora il rischio paese (considerando valori incrementali compresi fra +6% e +11%). L'effetto in questione incide per 22 milioni di euro;
- b) la sottoscrizione di un contratto di cessione di un nucleo di impianti che ha inciso per 37 milioni di euro. Coerentemente con la classificazione di tali *assets* fra i *Disposal Group*, una quota parte di tale valore, 15 milioni di euro, è stata iscritta nel "Risultato netto da attività in dismissione";
- c) gli effetti della compressione della marginalità, con impatto sulla riduzione dei volumi di produzione, che ha evidenziato una minore redditività di alcuni impianti la cui produzione è destinata al mercato. L'effetto in questione è stato pari a 13 milioni di euro.

Per quanto concerne la **CGU nel settore idrocarburi**, la svalutazione riflessa per 5 milioni di euro, attiene al ritardo nello *start up* di un campo di estrazione sito all'estero.

18. Partecipazioni e Partecipazioni disponibili per la vendita

Si riferiscono per 49 milioni di euro a partecipazioni in imprese controllate non consolidate e collegate e per 204 milioni di euro a partecipazioni disponibili per la vendita che includono, fra le altre, RCS Mediagroup Spa (9 milioni di euro) e Terminale GNL Adriatico Srl (190 milioni di euro).

La seguente tabella ne illustra la composizione e le principali variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	Partecipazioni	Partecipazioni disponibili per la vendita	Totale
Valori iniziali al 31.12.2010 (A)	48	293	341
Variazioni al 30 giugno 2011:			
- variazioni di riserve di capitale	-	(9)	(9)
- valutazioni a fair value	-	(5)	(5)
- alienazioni (-)	(1)	(74)	(75)
- altre variazioni	2	(1)	1
Totale variazioni (B)	1	(89)	(88)
Valori al 30.06.2011 (A+B)	49	204	253

La voce **alienazioni** (75 milioni di euro) si riferisce essenzialmente alla vendita del 2,703% della partecipazione detenuta nella società Terminale GNL Adriatico Srl (73 milioni di euro).

Fra i movimenti del periodo si segnalano le **variazioni di riserve di capitale**, negative per 9 milioni di euro, relative al rimborso di riserve versamento soci in conto capitale effettuato dalla società Terminale GNL Adriatico Srl.

Le **valutazioni a fair value**, negative per 5 milioni di euro, si riferiscono alle società Terminale GNL Adriatico Srl e RCS Mediagroup Spa. In particolare nella valutazione della partecipazione Terminale GNL Adriatico Srl, società che detiene il rigassificatore *offshore* di Porto Viro (RO), si tiene conto sia della durata del contratto di rigassificazione in essere con Edison sia del decrescere nel tempo del patrimonio netto spettante a Edison in conseguenza dei rimborsi di capitale e/o riserve percepiti. Tale criterio viene ritenuto approssimativo del *fair value*, in quanto una valutazione basata su criteri di mercato non è praticabile per l'unicità del rigassificatore e per le condizioni contrattuali di utilizzo del servizio di rigassificazione per Edison.

19. Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie includono i crediti finanziari con esigibilità superiore ai 12 mesi; in particolare tale posta comprende:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Credito finanziario Ibritermo (IFRIC 4)	83	86	(3)
Depositi bancari vincolati su contratti project financing	4	4	-
Altre attività finanziarie	1	1	-
Totale altre attività finanziarie	88	91	(3)

20. Crediti per imposte anticipate

Le imposte anticipate, la cui valutazione è stata effettuata nell'ipotesi di effettivo realizzo e di recuperabilità fiscale tenuto conto dell'orizzonte temporale limitato sulla base dei piani industriali delle società, ammontano a 199 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e sono correlate:

- per 113 milioni di euro a differenze di valore su immobilizzazioni;
- per 61 milioni di euro a fondi rischi tassati;
- per 6 milioni di euro a perdite fiscali riportabili a nuovo;

e per il residuo essenzialmente all'applicazione dello IAS 39 e a riprese fiscali di altra natura.

21. Altre attività

Sono pari a 202 milioni di euro, in aumento di 90 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 e si riferiscono:

- per 182 milioni di euro alla parte non corrente degli anticipi corrisposti in ambito dei contratti di acquisto di gas naturale di lungo termine, relativi ai volumi non ritirati per i quali è maturato in capo a Edison Spa l'obbligo di pagamento (clausole di *take or pay*). La parte corrente di tali anticipi, pari a 45 milioni di euro, è rilevata nei Crediti diversi (nota 22). Per tali volumi non ritirati è comunque prevista la recuperabilità nell'arco della durata residua dei contratti;
- per 5 milioni di euro (al netto di un fondo svalutazione per 1 milione di euro) ai crediti tributari chiesti a rimborso, comprensivi dei relativi interessi maturati al 30 giugno 2011;
- per 15 milioni di euro a crediti diversi in gran parte relativi a depositi cauzionali.

22. Attività Correnti

La seguente tabella ne illustra la composizione:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Rimanenze	287	331	(44)
Crediti commerciali	2.571	2.375	196
Crediti per imposte correnti	26	35	(9)
Crediti diversi	756	655	101
Attività finanziarie correnti	62	69	(7)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	483	472	11
Totale attività correnti	4.185	3.937	248

In particolare si segnala che:

- le **rimanenze** presentano la seguente ripartizione per filiera:

(in milioni di euro)	Materiali tecnici di consumo	Gas naturale stoccato	Combustibili	Diritti di emissione CO ₂	Altro	Totale 30.06.2011	Totale 31.12.2010	Variazioni
Filiera Energia Elettrica	27	-	25	21	4	77	74	3
Filiera Idrocarburi	34	164	12	-	-	210	257	(47)
Totale Gruppo	61	164	37	21	4	287	331	(44)

La riduzione del periodo si riferisce principalmente all'utilizzo del gas naturale stoccato (circa 48 milioni di euro) in parte compensato dall'incremento dei diritti di emissione CO₂ (21 milioni di euro) relativi ai Portafogli di Trading. Le rimanenze inoltre comprendono, per 24 milioni di euro, le riserve strategiche di gas naturale su cui vi è un vincolo di utilizzo;

- i **crediti commerciali** presentano la seguente ripartizione per filiera:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Filiera Energia Elettrica	1.987	1.910	77
Filiera Idrocarburi	715	760	(45)
Corporate e Altri Settori ed Elisioni	(131)	(295)	164
Totale crediti commerciali	2.571	2.375	196
di cui Fondo svalutazione crediti	(139)	(133)	(6)

Si riferiscono, in particolare, a contratti di somministrazione di energia elettrica e vapore, a contratti di fornitura di gas naturale, a cessioni di energia elettrica in borsa e inoltre, per 183 milioni di euro, al *fair value* dei contratti fisici su *commodity* energetiche inclusi nei Portafogli di Trading, valore afferente essenzialmente alla Filiera Energia Elettrica. La voce include inoltre gli effetti legati alla conclusione positiva delle trattative di rinegoziazione del contratto d'importazione di gas naturale a lungo termine di provenienza russa (118 milioni di euro).

Si segnala infine che, come già nell'esercizio precedente, nel corso del periodo sono state effettuate cessioni di credito "pro soluto" a titolo definitivo su base *revolving* mensile e trimestrale e *spot* in applicazione della *policy* che prevede il controllo e la riduzione dei rischi di credito anche mediante tali operazioni. Il controvalore complessivo è pari a 2.638 milioni di euro (1.959 milioni di euro al 30 giugno 2010); il rischio residuale di *recourse* associato a queste operazioni è inferiore al milione di euro;

- i **crediti per imposte correnti**, pari a 26 milioni di euro, comprendono i crediti verso l'Erario per IRAP e per IRES di società del Gruppo non incluse nel consolidato fiscale della controllante Transalpina di Energia Srl;
- i **crediti diversi**, pari a 756 milioni di euro, sono dettagliati nella seguente tabella:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Crediti:			
- derivanti dalla valutazione di contratti derivati	345	218	127
- verso contitolari in ricerche di idrocarburi	52	77	(25)
- per anticipi a fornitori	32	63	(31)
- verso la controllante nell'ambito del consolidato fiscale	61	59	2
- per anticipi relativi a contratti di take or pay	45	-	45
- verso l'Erario per IVA	21	13	8
- altri	200	225	(25)
Totale crediti diversi	756	655	101

L'incremento dei **crediti derivanti dalla valutazione di contratti derivati**, da analizzare congiuntamente con la relativa posta di debito inclusa nella voce **Passività correnti** (incrementata da 73 milioni di euro a 159 milioni di euro) è essenzialmente dovuto a un maggior volume di contratti derivati attivati. Per una visione complessiva degli effetti si rimanda all'apposita *disclosure* contenuta nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo";

- le **attività finanziarie correnti** concorrono alla determinazione dell'indebitamento finanziario netto e sono così costituite:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Crediti finanziari	31	35	(4)
Strumenti derivati	25	26	(1)
Partecipazioni di trading	6	8	(2)
Totale attività finanziarie correnti	62	69	(7)

- le **disponibilità liquide e mezzi equivalenti** presentano un valore di 483 milioni di euro (472 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e sono costituite da depositi bancari e postali e disponibilità a breve termine.

23. Attività in dismissione

Ammontano a 152 milioni di euro e comprendono:

- le attività per cui è prevista la dismissione in conseguenza dell'accordo sottoscritto a giugno 2011 e relative a un ramo d'azienda costituito da due centrali termoelettriche (147 milioni di euro);
- gli effetti fiscali (4 milioni di euro) relativi all'iscrizione del fondo per rischi e oneri in seguito alla sentenza del Consiglio di Stato del 31 maggio 2011 riguardante una centrale termoelettrica oggetto di cessione nel 2008;
- il valore residuo (1 milione di euro) della concessione di distribuzione di gas naturale scaduta nel corso del periodo.

Per un'analisi di dettaglio delle operazioni si rimanda a quanto commentato al capitolo "Informazioni relative all'IFRS 5 (*Disposal Group*)".

Passività

24. Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante e Patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza

Il patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante, ammonta a 7.879 milioni di euro, in diminuzione di 60 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 (7.939 milioni di euro), principalmente per effetto del risultato netto del periodo negativo per 62 milioni di euro parzialmente compensato dalla variazione positiva della riserva di *Cash Flow Hedge* (8 milioni di euro).

Il patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza, pari a 169 milioni di euro, è in diminuzione di 29 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 (198 milioni di euro) per effetto della distribuzione dei dividendi di società con soci terzi (31 milioni di euro) parzialmente compensato dal risultato netto del periodo positivo per 2 milioni di euro.

La composizione e la movimentazione del patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante e ai soci di minoranza sono riportati nello specifico prospetto "Variazione del patrimonio netto consolidato".

Il capitale sociale suddiviso in azioni del valore nominale unitario di 1 euro, tutte con godimento regolare, è così composto:

Categoria di azioni	Numero di azioni	Milioni di euro
Ordinarie	5.181.108.251	5.181
Risparmio	110.592.420	111
Totale		5.292

Nel seguito si riporta la variazione della riserva di *Cash Flow Hedge* correlata all'applicazione dello IAS 39 in tema di contratti derivati, riferibile alla sospensione a patrimonio netto del *fair value* dei contratti derivati stipulati per la copertura del rischio prezzo e cambio delle *commodity* energetiche e dei tassi di interesse:

Riserva su operazioni di Cash Flow Hedge

(in milioni di euro)	Riserva lorda	Imposte differite	Riserva netta
Valore iniziale al 31.12.2010	121	(46)	75
Variazione di periodo	12	(4)	8
Valore al 30.06.2011	133	(50)	83

Per quanto riguarda la variazione della riserva relativa alle partecipazioni disponibili per la vendita si evidenziano i seguenti movimenti:

Riserva su partecipazioni disponibili per la vendita

(in milioni di euro)	Riserva lorda	Imposte differite	Riserva netta
Valore iniziale al 31.12.2010	(4)	-	(4)
Variazione di periodo	1	-	1
Valore al 30.06.2011	(3)	-	(3)

25. Trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza

Ammontano a 60 milioni di euro e riflettono le indennità di fine rapporto e altri benefici maturati a fine periodo a favore del personale dipendente. La valutazione ai fini dello IAS 19 è stata effettuata solo per la passività relativa al TFR maturato rimasto in azienda.

La seguente tabella ne illustra le variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	TFR	Fondi di quiescenza	Totale
Valori iniziali al 31.12.2010 (A)	51	11	62
Variazioni al 30 giugno 2011:			
- Oneri finanziari	1	-	1
- Utilizzi (-)/Altro	(3)	-	(3)
Totale variazioni (B)	(2)	-	(2)
Totale al 30.06.2011 (A+B)	49	11	60

26. Fondi per imposte differite

Il valore di 484 milioni di euro (504 milioni di euro al 31 dicembre 2010) rappresenta principalmente la fiscalità differita inerente l'applicazione, in sede di transizione agli IFRS, del *fair value* quale costo stimato alle immobilizzazioni.

Nel seguito si riporta la composizione in base alla natura delle differenze temporanee, tenuto conto che per alcune società del Gruppo, ove ne ricorrono i requisiti previsti dallo IAS 12, si è compensata tale posta con i crediti per imposte anticipate.

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Fondi per imposte differite:			
- Differenze di valore delle immobilizzazioni	453	487	(34)
- Applicazione del principio del leasing finanziario (IAS 17)	24	23	1
- Applicazione del principio sugli strumenti finanziari (IAS 39) a patrimonio netto	51	49	2
- Altre imposte differite	13	10	3
Totale fondi per imposte differite (A)	541	569	(28)
Crediti per imposte anticipate portate a compensazione:			
- Fondi rischi tassati	52	52	-
- Perdite fiscali pregresse	1	2	(1)
- Differenze di valore delle immobilizzazioni	1	5	(4)
- Altre imposte anticipate	3	6	(3)
Totale crediti per imposte anticipate (B)	57	65	(8)
Totale fondi per imposte differite (A-B)	484	504	(20)

27. Fondi per rischi e oneri

La consistenza dei fondi per rischi e oneri destinati alla copertura delle passività potenziali è pari a 868 milioni di euro, in incremento di 45 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

La seguente tabella ne illustra le variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altri movimenti e riclassifiche	30.06.2011
Contenzioso fiscale	72	6	(2)	(1)	75
Vertenze, liti e atti negoziali	155	4	(1)	-	158
Oneri per garanzie contrattuali su cessioni di partecipazioni	59	-	-	-	59
Fondi di smantellamento e ripristino siti	369	8	-	8	385
Rischi di natura ambientale	49	-	(2)	-	47
Altri rischi e oneri	119	23	(11)	13	144
Totale Gruppo	823	41	(16)	20	868

Le variazioni del periodo hanno riguardato:

- gli **accantonamenti**, per 41 milioni di euro, relativi principalmente agli oneri finanziari su fondi di *decommissioning* (8 milioni di euro), al rischio del mancato riconoscimento di cogeneratività su esercizi precedenti di un impianto termoelettrico (6 milioni di euro), all'adeguamento per interessi legali e fiscali di alcuni fondi (4 milioni di euro) e ad alcuni rischi legali e fiscali per il residuo;
- gli **utilizzi**, per 16 milioni di euro, sono riferiti alla copertura di oneri sostenuti per il ripristino e lo smantellamento di alcuni siti industriali (2 milioni di euro), alla conclusione di vertenze fiscali (2 milioni di euro) e al rilascio di fondi per rischi per la quota eccedente il relativo onere (1 milione di euro);
- gli **altri movimenti**, per 20 milioni di euro, sono legati essenzialmente al fabbisogno del periodo di titoli ambientali (12 milioni di euro) e alla revisione di alcuni valori dei costi attesi per smantellamento e ripristino siti (8 milioni di euro), riferibili essenzialmente alla Filiera Energia Elettrica.

Per quanto attiene ai contenuti che hanno comportato l'attuale composizione dei fondi per rischi e oneri, si rimanda a quanto commentato al successivo paragrafo "Stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso al 30 giugno 2011".

28. Obbligazioni

Il saldo di 1.792 milioni di euro (1.791 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si riferisce alle quote non correnti dei prestiti obbligazionari, valutati al costo ammortizzato.

La tabella seguente riepiloga il debito in essere al 30 giugno 2011 fornendo il *fair value* di ogni singolo prestito obbligazionario:

(in milioni di euro)		Valore					Valore di bilancio			Fair value
Quotazione	Valuta	nominale in circolazione	Cedola	Tasso	Scadenza	Quota non corrente	Quota corrente	Totale		
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	500	Trimestrale posticipata	1,932%	19.07.2011	-	502	502	500
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	700	Annuale posticipata	4,250%	22.07.2014	698	36	734	716
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	500	Annuale posticipata	3,250%	17.03.2015	498	3	501	499
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	600	Annuale posticipata	3,875%	10.11.2017	596	(7)	589	593
Totale Gruppo			2.300				1.792	534	2.326	2.308

La valutazione a costo ammortizzato delle emissioni di novembre e marzo 2010 e di luglio 2009, su una cui quota sono stati stipulati derivati a copertura del rischio di variazione del *fair value* per effetto dell'oscillazione dei tassi d'interesse, è rettificata in applicazione dell'*hedge accounting* per tener conto della variazione del rischio coperto.

29. Debiti e altre passività finanziarie

La composizione di tali debiti è rappresentata dalla seguente tabella:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Debiti verso banche	1.088	891	197
Debiti verso altri finanziatori	49	51	(2)
Totale Gruppo	1.137	942	195

Si segnala che nel mese di giugno 2011 Edison Spa ha sottoscritto un nuovo contratto di finanziamento, *senior unsecured*, con un gruppo di banche su base *club deal* per un ammontare nominale pari a 700 milioni di euro, regolato al tasso *Euribor* più uno *spread* di 100 bps ed utilizzato al 30 giugno 2011 per nominali 100 milioni di euro. Inoltre nel periodo sono stati utilizzati ulteriori 200 milioni di euro della linea di credito *committed* relativa al finanziamento sindacato *stand-by* di 1.500 milioni di euro e sono stati riclassificati tra i Debiti finanziari correnti alcuni finanziamenti in scadenza. Per un'analisi del dettaglio della variazione si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" al paragrafo "Rischio di liquidità".

30. Altre passività

Sono pari a 35 milioni di euro e sono rappresentate in larga parte dalla sospensione della plusvalenza realizzata a fronte della cessione, avvenuta nel 2008, del 51% della partecipazione in Dolomiti Edison Energy Srl (società che continua ad essere consolidata integralmente), in considerazione dell'esistenza di accordi di *put & call* esercitabili dalle parti.

31. Passività correnti

La seguente tabella ne illustra la composizione:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Obbligazioni	534	528	6
Debiti finanziari correnti	1.030	1.073	(43)
Debiti verso fornitori	2.053	2.153	(100)
Debiti per imposte correnti	8	82	(74)
Debiti diversi	542	380	162
Totale passività correnti	4.167	4.216	(49)

In particolare si segnala che:

- le **obbligazioni**, pari a 534 milioni di euro, rappresentano il valore del prestito obbligazionario in scadenza il 19 luglio 2011 (500 milioni di euro nominali) e includono anche il valore complessivo delle cedole in corso di maturazione al 30 giugno 2011. Si segnala che per il rimborso del prestito obbligazionario, in data 19 luglio 2011, è stata utilizzata la nuova linea di credito su base *club deal* sottoscritta nel mese di giugno 2011;
- i **debiti finanziari correnti**, pari a 1.030 milioni di euro, comprendono principalmente:
 - debiti verso banche per 833 milioni di euro, ivi inclusi gli effetti derivanti dalla valutazione a *fair value* di strumenti derivati su tassi d'interesse (24 milioni di euro);
 - debiti verso altri finanziatori per 164 milioni di euro;
 - debiti verso soci terzi di società consolidate (30 milioni di euro);
 - debiti verso società di *leasing* per 3 milioni di euro;
- i **debiti verso fornitori**, pari a 2.053 milioni di euro, sono dettagliati in base alla composizione per filiera nella seguente tabella:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Filiera Energia Elettrica	1.546	1.583	(37)
Filiera Idrocarburi	618	839	(221)
Corporate e Altri Settori ed Elisioni	(111)	(269)	158
Totale debiti verso fornitori	2.053	2.153	(100)

Sono principalmente inerenti agli acquisti di energia elettrica, gas ed altre *utilities* e a prestazioni ricevute nell'ambito degli interventi di manutenzione degli impianti. La posta comprende anche il *fair value* sui contratti fisici su *commodity* energetiche inclusi nei Portafogli di Trading (167 milioni di euro), valore afferente essenzialmente alla Filiera Energia Elettrica.

Il decremento di tale posta rispetto al 31 dicembre 2010 (100 milioni di euro) è da attribuirsi essenzialmente alla sostituzione delle fonti di approvvigionamento e alla riduzione dei volumi del Gruppo. Tali effetti sono stati in parte compensati dall'aumento del *fair value* dei Portafogli di Trading (71 milioni di euro);

- i **debiti per imposte correnti**, 8 milioni di euro, si riferiscono ad imposte sul reddito di società del Gruppo per posizioni non incluse nel consolidato fiscale della controllante Transalpina di Energia Srl la cui liquidazione viene effettuata autonomamente dalle società alle stesse assoggettate;

- i **debiti diversi** ammontano a 542 milioni di euro e sono dettagliati nella seguente tabella:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Debiti :			
- verso azionisti	39	3	36
- verso la controllante nell'ambito del consolidato fiscale	47	17	30
- verso contitolari in ricerche di idrocarburi	138	126	12
- per consulenze e prestazioni diverse	25	32	(7)
- tributari (escluso le imposte correnti)	28	24	4
- verso personale dipendente	31	32	(1)
- derivanti dalla valutazione di contratti derivati	159	73	86
- verso Istituti Previdenziali	27	26	1
- altri	48	47	1
Totale debiti diversi	542	380	162

32. Passività in dismissione

Ammontano a 14 milioni di euro e comprendono:

- le passività per cui è prevista la dismissione in conseguenza dell'accordo sottoscritto a giugno 2011 e relative a un ramo d'azienda costituito da due centrali termoelettriche (3 milioni di euro);
- l'iscrizione di un fondo per rischi e oneri in seguito alla sentenza del Consiglio di Stato del 31 maggio 2011 riguardante una centrale termoelettrica oggetto di cessione nel 2008.

Per un'analisi di dettaglio delle operazioni si rimanda a quanto commentato al capitolo "Informazioni relative all'IFRS 5 (*Disposal Group*)".

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2011 è pari a 3.866 milioni di euro in aumento di 158 milioni di euro rispetto ai 3.708 milioni di euro del 31 dicembre 2010.

La composizione dell'indebitamento finanziario netto è rappresentata in forma semplificata nel seguente prospetto, analogamente a quanto esposto al 31 dicembre 2010:

(in milioni di euro)	Nota	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Obbligazioni - parte non corrente	28	1.792	1.791	1
Finanziamenti bancari non correnti	29	1.088	891	197
Debiti verso altri finanziatori non correnti	29	49	51	(2)
Altre attività finanziarie non correnti (*)	19	(83)	(86)	3
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine		2.846	2.647	199
Obbligazioni - parte corrente	31	534	528	6
Debiti finanziari correnti	31	1.030	1.073	(43)
Attività finanziarie correnti	22	(62)	(69)	7
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	22	(483)	(472)	(11)
Debiti finanziari di attività in dismissione	32	1	1	-
Indebitamento finanziario netto a breve termine		1.020	1.061	(41)
Totale indebitamento finanziario netto		3.866	3.708	158

(*) Includono i crediti finanziari riferiti alla quota a lungo termine per l'applicazione dell'IFRIC 4.

L'aumento dell'indebitamento finanziario netto (158 milioni di euro) è dovuto essenzialmente all'effetto combinato dei seguenti fattori:

- esborsi legati agli investimenti del periodo (243 milioni di euro);
- anticipi versati per l'attivazione di clausole di *take or pay* in ambito contratti acquisto gas naturale (136 milioni di euro);
- pagamento delle imposte (128 milioni di euro).

Tutti questi effetti sono stati solo parzialmente compensati dal flusso di cassa operativo del periodo.

Nell'indebitamento finanziario netto sono compresi per 189 milioni di euro i rapporti verso parti rilevanti, di cui 145 milioni di euro nei confronti di Mediobanca, 30 milioni di euro verso SEL Spa e 14 milioni di euro nei confronti di Banca Popolare di Milano.

Inoltre i "Debiti finanziari correnti" comprendono per 15 milioni di euro quelli verso società del Gruppo non consolidate.

INFORMAZIONI RELATIVE ALL'IFRS 5 (DISPOSAL GROUP)

1) Centrali Termoelettriche di Taranto

A formalizzazione del *term sheet* firmato a dicembre 2010, il 23 giugno 2011 Edison ha sottoscritto il contratto per la dismissione del ramo d'azienda costituito dalle centrali termoelettriche di Taranto (CET 2 e CET 3). L'operazione avverrà tramite la cessione di una *newco* appositamente costituita in cui verranno preliminarmente conferiti i rami d'azienda relativi alle due centrali.

L'operazione, il cui valore complessivo è pari a circa 162,5 milioni di euro soggetto ad aggiustamenti in relazione alle *performance* tecniche e al *timing* di cessione, è condizionata all'approvazione delle Autorità Antitrust competenti.

Pur non costituendo un segmento d'attività, i beni oggetto di dismissione vengono considerati *Disposal Group* ai sensi dell'IFRS 5, pertanto vengono evidenziate in apposite linee dello stato patrimoniale le sole attività e passività relative, senza operare alcuna riclassifica nelle poste del conto economico.

Nel seguito sono riportate le informazioni di natura patrimoniale:

(in milioni di euro)

Stato patrimoniale	30.06.2011	31.12.2010
Attività non correnti	133	195
Attività correnti	14	14
Totale attivo	147	209
Patrimonio netto	144	205
Passività non correnti	2	2
Passività correnti	1	2
Totale passività	3	4
Totale Patrimonio netto e passivo	147	209

Si segnala che la riduzione dei valori delle attività non correnti attiene alla quota di ammortamento del periodo nonché ad una svalutazione delle immobilizzazioni materiali pari a 37 milioni di euro effettuata per recepire talune modifiche contrattuali e il previsto *timing* di cessione. Tale svalutazione, coerentemente con il recepimento degli effetti economici prospettici, è stata ripartita per 22 milioni di euro alla voce "Ammortamenti e svalutazioni" e per 15 milioni di euro alla voce "Risultato netto da attività in dismissione".

2) Centrale Termoelettrica ceduta in esercizi precedenti

In seguito alla sentenza del Consiglio di Stato del 31 maggio 2011 con cui sono stati disconosciuti a Edison Spa alcuni benefici tariffari di competenza di anni precedenti (2000-2006) riferiti a una centrale termoelettrica cogenerativa oggetto di cessione nel 2008, in seguito al mancato rispetto dei coefficienti di cogeneratività, sono stati iscritti un fondo per rischi e oneri (11 milioni di euro) e i relativi effetti fiscali (4 milioni di euro).

3) Concessione di distribuzione gas naturale

È stato classificato nelle attività in dismissione il valore residuo (circa 1 milione di euro) della concessione di distribuzione di gas naturale scaduta nel corso del periodo e precedentemente iscritta tra le "Altre immobilizzazioni immateriali".

IMPEGNI E RISCHI POTENZIALI

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Garanzie personali prestate	1.200	1.379	(179)
Garanzie reali prestate	1.374	1.390	(16)
Altri impegni e rischi	456	580	(124)
Totale Gruppo	3.030	3.349	(319)

Il valore delle **garanzie personali prestate**, pari a 1.200 milioni di euro, è determinato sulla base dell'ammontare potenziale dell'impegno non attualizzato alla data di bilancio e comprende, tra l'altro, per 53 milioni di euro, le garanzie rilasciate a favore dell'Agenzia delle Entrate nell'interesse di società controllate per la compensazione del credito IVA e per la cessione infragruppo di crediti d'imposta, che si sono ridotte nel semestre per 97 milioni di euro. L'importo residuo si riferisce essenzialmente a garanzie rilasciate dalla capogruppo nell'interesse di società controllate e collegate per adempimenti di natura contrattuale. Alla riduzione del periodo contribuisce anche la cancellazione di alcune garanzie a favore della controllata greca, a seguito dell'avvio delle attività della centrale di Thisvi.

Il valore delle **garanzie reali**, pari a 1.374 milioni di euro, rappresenta il valore alla data di bilancio del bene o del diritto dato a garanzia. Comprendono garanzie reali per debiti iscritti in bilancio, tra cui il pegno sulle azioni Edipower Spa (1.080 milioni di euro) costituito a favore di un *pool* di banche a fronte del finanziamento concesso.

Le ulteriori garanzie reali prestate per debiti iscritti in bilancio si riferiscono essenzialmente a ipoteche e privilegi iscritti su impianti della Filiera Energia Elettrica a fronte di finanziamenti erogati e ammontano a 294 milioni di euro, di cui 37 milioni di euro relativi ad ipoteche in attesa di cancellazione per finanziamenti già rimborsati.

Gli **altri impegni e rischi** sono pari a 456 milioni di euro e comprendono essenzialmente gli impegni assunti per il completamento degli investimenti in corso in Italia e all'estero.

A commento di tale posta si segnala inoltre che:

- in relazione all'approvvigionamento di certificati di CO₂, *Certified Emission Reduction (CERs) / Emission Reduction Unit (ERUs)*, per il periodo 2008-2012 risultano sottoscritti da Edison Spa, per un impegno massimo di 51 milioni di euro, i seguenti contratti:
 - *Emission Reductions Purchase Agreement (ERPA)* per l'acquisto di CERs in Cina entro il 2013, pari a un impegno di 21 milioni di euro;
 - *Management Agreement* con EDF Trading Ltd (EDF Carbon Fund) per l'acquisto a prezzo fisso di CERs e ERUs entro il 2013, pari a un impegno di 26 milioni di euro;
 - *Purchasing and Management Agreement* con Natsource Asset Management Europe (Nat-CAP) per l'acquisto di CERs e ERUs entro il 2013, pari a un impegno di 4 milioni di euro;
- con riferimento ai contratti di importazione di gas naturale a lungo termine, per i quali le clausole di *take or pay* prevedono l'obbligo per il compratore di pagare il quantitativo non ritirato rispetto a una soglia prefissata qualora i mancati prelievi siano dovuti a cause non previste nel contratto, a fine periodo risultano iscritti tra gli anticipi alla posta "Altre attività" (nota 21) 182 milioni di euro e alla posta "Crediti diversi" (nota 22) 45 milioni di euro mentre gli impegni iscritti al 31 dicembre 2010, per un importo di 140 milioni di euro, risultano azzerati in quanto interamente liquidati nel periodo. L'aggiornamento dei profili di rischio e la recuperabilità economica sono verificati periodicamente nel corso dell'anno;
- Edison Spa ha inoltre concesso:
 - a Cartiere Burgo Spa una *call option* sul 51% di Geveer Spa esercitabile alla scadenza del contratto di somministrazione di energia elettrica e vapore da Geveer stessa a Cartiere Burgo (entro il 2017),

- a un prezzo pari al pro-quota di patrimonio netto contabile della società ovvero 13 milioni di euro;
- a Petrobras un'opzione a comprare la partecipazione detenuta in Ibiritermo esercitabile nel 2022;
- in Edison Spa è iscritta per 16 milioni di euro un'obbligazione assunta in relazione a società dismesse in precedenti esercizi.

Impegni e rischi non valorizzati

I principali impegni e rischi non riflessi in quanto sopra esposto sono evidenziati nel seguito.

1) Nella **Filiera Idrocarburi**, sono in essere contratti di lungo termine per le importazioni di idrocarburi da Russia, Libia, Norvegia, Algeria e Qatar per una fornitura complessiva di 15,8 miliardi di mc/anno. Tali contratti hanno una durata compresa tra 1 e 23 anni.

Con particolare riferimento al contratto di importazione del gas proveniente dalla Libia attraverso il gasdotto *Green Stream*, si segnala che a partire dal 22 febbraio 2011 tale fornitura si è interrotta a seguito delle note vicende internazionali.

La seguente tabella fornisce il dettaglio temporale delle forniture del gas naturale in base ai ritiri minimi contrattuali:

		entro 1 anno	da 2 a 5 anni	oltre 5 anni	Totale
Gas naturale	Miliardi di mc	14,0	67,4	163,8	245,2

2) Con riferimento alla partecipazione Terminale GNL Adriatico Srl, società di rigassificazione del gas naturale di cui Edison Spa possiede circa il 7,3% del capitale, gli accordi con i soci prevedono:

- l'obbligo in capo a Edison di non trasferire la propria quota, che è scaduto alla data del 1° luglio 2011;
- il diritto per gli altri azionisti di acquisire il 7,3% di proprietà di Edison nel caso la stessa interrompa il contratto di fornitura con RasGas, a un valore pari alla somma dei versamenti in conto capitale effettuati fino alla data dell'esercizio dell'opzione.

Grazie al contratto di rigassificazione in essere Edison beneficia dell'80% della capacità di rigassificazione del terminale per un periodo di 25 anni; la stima della *fee* annuale per la rigassificazione è di circa 100 milioni di euro. Relativamente alla quota da pagare per la rigassificazione, il rischio di Edison è limitato alle seguenti situazioni:

- per causa di forza maggiore relativamente alla catena (*upstream* e *midstream*) del Terminale GNL Adriatico, Edison ha il diritto di recedere dal contratto di rigassificazione corrispondendo un ammontare che non ecceda la quota di rigassificazione dovuta per tre anni;
- per causa di forza maggiore del Terminale GNL Adriatico, Edison non è più tenuta a corrispondere la quota di rigassificazione e può chiudere il contratto di rigassificazione dopo 36 mesi senza effettuare alcun pagamento;
- in caso di guasto del terminale e non dovuto a cause di forza maggiore, Edison non corrisponderà alcuna quota di rigassificazione.

Inoltre Edison riceverà per i danni subiti un'indennità dal fornitore RasGas, che comprende anche la quota di rigassificazione, secondo le circostanze previste dal contratto;

3) Nella **Filiera Energia Elettrica**, si evidenzia che, in conseguenza della cessione del 51% di Dolomiti Edison Energy Srl a terzi, gli accordi stipulati con la controparte prevedono un'opzione *call* a favore di Edison esercitabile esclusivamente nel caso in cui entro il 31 marzo 2018 non vi sarà la proroga della concessione idroelettrica esercitata dalla società.

Infine si segnala che nell'ambito degli accordi che legano i partecipanti al Patto di Sindacato di Blocco e Consultazione di RCS Mediagroup, nel caso in cui sia promossa un'offerta pubblica di acquisto, il Partecipante che si sia avvalso della facoltà di recesso, sarà obbligato a vendere le azioni sindacate agli altri partecipanti. Gli acquirenti hanno il diritto, ma non l'obbligo, di acquistare le azioni in proporzione alla percentuale di azioni apportate al Patto.

Stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso al 30 giugno 2011

Nel seguito vengono commentate le principali vertenze giudiziarie e fiscali in essere sulla base delle informazioni ad oggi disponibili separatamente per Edison Spa e per le altre società del Gruppo. Le vertenze giudiziarie sono suddivise tra quelle che possono dare luogo a passività probabili, per cui è stato possibile effettuare una stima attendibile della corrispondente obbligazione attesa con conseguente stanziamento di un fondo rischi a bilancio, e quelle che possono dare luogo a passività potenziali in dipendenza di eventi possibili, ma non probabili, ovvero probabili ma non quantificabili in modo attendibile, per cui viene esclusivamente fornita un'informativa nelle note di commento.

Per quanto riguarda le vertenze giudiziarie che possono dare luogo a passività probabili per le quali sussistono fondi rischi a bilancio si segnalano in particolare:

A) Edison Spa

Commissione Europea - Procedura antitrust relativa ad Ausimont

Con sentenza pubblicata il 16 giugno 2011, il Tribunale dell'Unione Europea ha accolto il ricorso presentato da Edison e, per l'effetto, ha annullato la decisione con la quale la Commissione Europea, assumendo un'infrazione dell'art. 81 del Trattato CE e 53 dell'Accordo SEE in relazione a un cartello nel mercato del perossido di idrogeno e suoi derivati, perborato di sodio e percarbonato di sodio, aveva comminato a Edison un'ammenda di 58,1 milioni di euro, di cui 25,6 milioni di euro in solido con Solvay Solexis. La Società, che nel corso del 2006 aveva provveduto a pagare in via provvisoria 45,4 milioni di euro, pari alla somma dell'intero importo dell'ammenda interamente a suo carico e a metà della sanzione comminata in solido con Solvay Solexis, ha domandato alla Commissione la restituzione di 32,5 milioni di euro, pari alla quota di ammenda ad essa riferibile in via esclusiva.

La decisione può essere oggetto di impugnazione dinanzi alla Corte di giustizia per motivi di diritto, secondo le previsioni dello statuto della Corte. Per tale ragione essa costituisce un'attività potenziale ai sensi dello IAS 37.

Crollo della diga di Stava

Con sentenza pubblicata il 2 maggio 2011, il Tribunale di Milano ha deciso l'ultima vertenza ancora pendente con un soggetto danneggiato in conseguenza del crollo dei bacini di Prestavel nel 1985, respingendo le domande da questi proposte contro Montedison (oggi Edison) e compensando tra le parti le spese del giudizio.

Cause per danni dipendenti dall'esercizio di impianti chimici apportati in Enimont

Stabilimento di Cesano Maderno - Causa civile verso i coinsediati

Con sentenza pubblicata il 6 giugno 2011, il Tribunale di Milano ha deciso la causa tra Bracco Imaging (già Dibra), Syndial (già EniChem) e Edison (già Montecatini), relativa al risarcimento del danno dipendente dalla vendita, effettuata da Montecatini, di parte dello stabilimento di Cesano Maderno, condannando la Società al pagamento della somma di 7,6 milioni di euro, oltre interessi, a Bracco Imaging. La sentenza è ritenuta ingiusta ed è in corso la proposizione dell'appello.

Stabilimento petrolchimico di Porto Marghera - Cause civili conseguenti alla definizione del Processo penale per lesioni da esposizione a cloruro di vinile monomero e per danni all'ambiente

Con sentenza pubblicata il 27 dicembre 2010, il Tribunale di Venezia ha deciso la causa promossa contro Edison da alcune parti civili del processo penale per lesioni da esposizione a cloruro di vinile monomero e per danni all'ambiente relativo allo stabilimento petrolchimico di Porto Marghera, tra cui il Comune, la Provincia di Venezia, la Regione Veneto e alcune associazioni, per il risarcimento dei danni e per la rifusione delle spese legali conseguenti al predetto processo penale, respingendone le domande e condannandole alle spese di giudizio. I soccombenti hanno proposto appello. Prosegue, invece, senza novità di rilievo, l'analoga causa promossa avanti la Corte d'Appello di Venezia, della quale sono state precisate le conclusioni.

Stabilimento petrolchimico di Mantova - Procedimento penale per lesioni alla salute e per danni all'ambiente

È iniziata la fase dibattimentale del processo penale avanti il Tribunale di Mantova contro alcuni ex amministratori e dirigenti di Montedison Spa (ora Edison), relativo agli asseriti danni alla salute dei lavoratori (ex dipendenti Montedison) provocati da esposizione degli stessi a benzene e amianto nel locale stabilimento petrolchimico fino al 1989.

Stabilimento di Crotona - Procedimento penale per lesioni da esposizione ad amianto

A seguito di indagini risalenti nel tempo effettuate dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Crotona a carico di otto ex amministratori e dirigenti di Montecatini e Montedison (oggi Edison) per omicidio colposo e lesioni personali da malattie da esposizione ad amianto, si è conclusa l'udienza preliminare col rinvio a giudizio degli imputati.

Stabilimento di Crotona - Procedimento penale in materia ambientale

La Procura della Repubblica presso il Tribunale di Crotona ha avviato un'indagine a carico di trentacinque persone, tra cui cinque ex amministratori e dirigenti di Montecatini e Montedison (oggi Edison), ipotizzando a carico di essi reati in materia ambientale (gestione di rifiuti non autorizzata, disastro e avvelenamento delle acque sotterranee) per condotte risalenti agli anni dal 1986 al 1990, in relazione alla gestione del locale stabilimento ex Montecatini. In dipendenza di detto procedimento, la Procura ha formulato richiesta di incidente probatorio. Allo stato non risultano ancora completate le notifiche degli atti.

Richieste di risarcimento danni per esposizione ad amianto

Nel corso degli ultimi anni si è assistito ad un importante aumento del numero delle richieste di risarcimento danni in relazione alla morte o malattia di lavoratori asseritamente causate dall'esposizione degli stessi a diverse forme di amianto presso stabilimenti già di proprietà di Montedison Spa (ora Edison) o relative a posizioni giuridiche acquisite da Edison a seguito di operazioni societarie. Impregiudicata ogni valutazione circa la legittimità di tali richieste, considerati i tempi di latenza delle malattie connesse all'esposizione a diverse forme di amianto e le attività industriali, anche pregresse, esercitate dalla Società e dal Gruppo, specie nel settore chimico, l'ampia diffusione territoriale di esse e le tecnologie impiantistiche impiegate, avuto riguardo al tempo in cui tali attività vennero svolte e al relativo stato dell'arte, pur nel pieno rispetto della normativa allora vigente, non si può escludere che emergano nuove legittime richieste di risarcimento, in aggiunta a quelle per cui sono già in corso vari procedimenti civili e penali.

Azionisti di risparmio/UBS: impugnazione della delibera di fusione di Edison in Italennergia e domanda di risarcimento del danno

Nell'ambito della vertenza avviata da UBS AG e dal rappresentante comune degli azionisti di risparmio contro Edison, Italennergia Spa e altri insorta in merito alla fusione tra Edison e Italennergia Spa, vertenza sulla quale si pronunciò il Tribunale di Milano con sentenza del 16 luglio 2008 e definita transattivamente con UBS AG nel giugno del 2009, la proposta transattiva rivolta dalla Società a taluni azionisti di risparmio che, non avendo esercitato azioni giudiziarie né posto in essere atti da cui possano derivare effetti giuridici di sorta, avevano tuttavia avanzato richieste risarcitorie, è stata accettata dai portatori di circa il 65% delle azioni. Alcuni richiedenti hanno, di contro, promosso distinte domande giudiziarie: in dipendenza di esse, sono tutt'ora pendenti due cause, una delle quali allo stato pendente in attesa di decisione, e l'altra definita con sentenza sfavorevole alla Società che ha tempestivamente proposto appello.

Stabilimento Industria Chimica Saronio Spa - Comuni di Melegnano e Cerro al Lambro

Sono stati proposti ricorsi in appello avanti al Consiglio di Stato contro le sentenze del 16 luglio 2009 con le quali il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia ha rigettato i ricorsi proposti da Edison contro due ordinanze contingibili ed urgenti emesse dai Comuni di Cerro e Melegnano, con le quali è stato intimato alla Società di porre in essere gli interventi necessari ad evitare che la contaminazione, derivante da un sito dismesso negli anni '60 e già di proprietà dell'Industria Chimica Saronio Spa di cui Edison è avente causa, potesse migrare dalla falda superiore alle falde più profonde. Continuano i contatti con le amministrazioni ai fini dell'esecuzione dei sopracitati interventi di emergenza.

Sito industriale di Bussi sul Tirino

Nell'ambito del procedimento di bonifica avviato ai sensi del D.M. 471/1999 da Ausimont Spa, ceduta nel 2002 a Solvay Solexis Spa, società del gruppo Solvay, in relazione allo stato di contaminazione del sito industriale di Bussi sul Tirino, Solvay Solexis e Solvay Chimica Bussi, la prima nella qualità di proprietaria del sito a seguito dell'incorporazione per fusione di Ausimont e la seconda nella qualità di attuale gestore dello stesso, hanno notificato a Edison una serie di ricorsi amministrativi avanti il Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio - Roma nei quali, tra l'altro, si richiede la sospensione dell'efficacia e l'annullamento degli atti amministrativi che impongono loro obblighi di messa in sicurezza e di bonifica della predetta area, nella parte in cui non identificano Edison come obbligato (o coobbligato) nel procedimento sopra citato. Edison ha presentato memorie difensive nelle quali ha contestato in fatto e in diritto le deduzioni delle ricorrenti. Il Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio con sentenze del marzo 2011 ha dichiarato in parte inammissibili ed in parte ha respinto i ricorsi proposti da Solvay Chimica Bussi e Solvay Solexis, che hanno proposto, nel giugno 2011, appello avverso le suddette sentenze avanti al Consiglio di Stato, Edison si è costituita reiterando le contestazioni già proposte in primo grado. Frattanto, nel procedimento penale avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Pescara in relazione alle condizioni ambientali del predetto sito industriale e alle conseguenze sulle falde idriche destinate anche all'uso idropotabile, il Giudice dell'udienza preliminare, con provvedimento del 10 maggio 2011, ha riqualificato taluni dei fatti contestati agli imputati (in particolare: non ritenendo sussistere a loro carico il reato di avvelenamento delle acque, bensì quello di adulterazione), disponendone il rinvio a giudizio avanti il Tribunale di Pescara (anziché avanti la Corte d'Assise di Chieti) per il prossimo mese di novembre.

Sito industriale di Spinetta Marengo

Edison ha formulato istanza di intervento volontario, successivamente accolta, nel procedimento di bonifica avviato ai sensi del D.M. 471/1999 da Ausimont Spa, ceduta nel 2002 a Solvay Solexis Spa, società del gruppo Solvay, in relazione allo stato di contaminazione del sito industriale di Spinetta Marengo, anche al fine di meglio tutelare le proprie ragioni. L'istanza di Edison ha fatto seguito alla richiesta di Solvay Solexis (attuale gestore del sito dopo l'incorporazione per fusione di Ausimont) avanti il Tribunale Amministrativo Regionale per il Piemonte di sospensione dell'efficacia e dell'annullamento degli atti amministrativi che impongono alla stessa obblighi di messa in sicurezza e di bonifica del predetto sito, nella parte in cui non identificano Edison come obbligato (o coobbligato) nel procedimento sopra citato. A seguito delle intese sopra esposte Edison partecipa alle Conferenze di Servizio di volta in volta convocate.

Anche in relazione a tale sito industriale, la Procura della Repubblica presso il locale Tribunale ha avviato un'indagine a carico di svariate persone, tra le quali tre ex dirigenti di Montedison (oggi Edison), ipotizzando a loro carico reati in materia ambientale. È attualmente in corso l'udienza preliminare.

B) Altre società del Gruppo**Insedimento Pizzo Sella e sequestro dei beni in Sicilia**

Sono proseguite senza novità di rilievo: l'azione di accertamento negativo spiegata da Finimeg (ora Nuova Cisa), già controllante di Poggio Mondello, avanti l'autorità giudiziaria amministrativa per sentire dichiarare non opponibile a sé e alla Poggio Mondello la confisca per lottizzazione abusiva dell'insediamento edilizio di Pizzo Sella, disposta dalla Corte d'Appello di Palermo e poi confermata dalla Corte di Cassazione nel dicembre 2001 (confisca comprendente anche gli immobili di proprietà della Poggio Mondello), nonché il giudizio di appello di pari oggetto contro la sentenza del Tribunale di Palermo che ha dichiarato il difetto di competenza del giudice adito (per essere questa del giudice penale) e ha rigettato le domande risarcitorie proposte da Finimeg (ora Nuova Cisa) nei confronti del Comune di Palermo.

Sono altresì proseguite, in vari gradi di giudizio, le cause intentate da alcuni acquirenti e promittenti acquirenti delle villette facenti parte dell'insediamento immobiliare oggetto del provvedimento di confisca penale relativo all'insediamento di Pizzo Sella, che hanno convenuto Edison, Finimeg (ora Nuova Cisa), Poggio Mondello e il Comune di Palermo per il risarcimento dei danni derivanti dalla confisca di tali beni immobili. In merito si segnala che in data 14 giugno 2010 la Corte d'Appello di Palermo ha pronunciato un'ordinanza con la quale ha disposto la revoca della confisca di quattordici villette a suo tempo vendute

da Poggio Mondello e facenti parte del predetto insediamento immobiliare a seguito dell'accertamento della buona fede e della diligenza degli acquirenti al momento dell'acquisto.

Multiutility/Edison Energia Spa

Nel processo pendente avanti il Tribunale di Milano, nel quale la società Multiutility Spa ha convenuto in giudizio Edison Energia Spa lamentando svariati inadempimenti nell'ambito di taluni rapporti contrattuali intercorsi tra le due società nel periodo 2004-2006 per l'approvvigionamento all'ingrosso di energia elettrica, l'udienza di precisazione delle conclusioni, già rinviata al mese di gennaio 2011, è stata ulteriormente differita al mese di ottobre prossimo.

Montedison Srl - Area di Bussi sul Tirino

Nell'ambito dei procedimenti amministrativi avviati in relazione allo stato di contaminazione dell'area di proprietà di Montedison Srl, limitrofa al sito industriale in Bussi sul Tirino esercito da Ausimont Spa, ceduta nel 2002 a Solvay Solexis Spa (società controllata da Solvay Sa), a seguito dei contatti intercorsi con l'ufficio del Commissario Delegato nominato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri è stata definita, impregiudicata la posizione di proprietaria incolpevole di Montedison Srl, un'intesa volta alla partecipazione economica relativa alla messa in sicurezza di emergenza della stessa. Sono pure proseguiti, senza novità di rilievo, i due distinti ricorsi al TAR presentati da Montedison Srl, che non ha mai esercito alcuna attività sul sito, avverso gli atti del Commissario Delegato.

* * * * *

In merito allo stato delle principali vertenze giudiziarie relative a eventi riferibili al passato, in relazione ai quali esiste una passività potenziale in dipendenza di eventi possibili, ma non probabili, ovvero probabili ma non quantificabili in modo attendibile e per i quali gli esborsi monetari non sono ragionevolmente stimabili sulla base delle informazioni disponibili si segnala quanto segue:

Normativa in materia ambientale

Negli anni recenti, si è assistito ad un'espansione ed evoluzione della normativa in materia ambientale (da ultimo con il D. Lgs. 3 aprile 2006 n. 152 "Norme in materia ambientale" e successive modifiche e integrazioni) e, per quanto qui interessa, più specificamente in tema di responsabilità per danni all'ambiente. In particolare, la circolazione e l'applicazione in vari ordinamenti del principio di internalizzazione dei costi ambientali (meglio noto con la locuzione "chi inquina paga") hanno provocato l'introduzione di nuove ipotesi di responsabilità da inquinamento di tipo oggettivo (che prescindono dall'elemento soggettivo della colpa) e indiretto (dipendente da fatto altrui), rispetto alle quali pare assumere rilevanza anche un fatto precedente che faccia superare i limiti di accettabilità della contaminazione stabiliti nel presente.

In Italia, ciò sembra affermarsi nella pratica, tanto sul piano amministrativo, in conseguenza di una rigorosa applicazione delle disposizioni applicabili, quanto sul piano giudiziario, in particolare per effetto di una interpretazione severa delle norme penali e delle norme in materia di responsabilità civile, rilevanti in riferimento a fattispecie di danno all'ambiente.

Al riguardo, si segnala che sono pendenti, in diversi stati e gradi di giudizio, alcuni procedimenti avanti i giudici amministrativi avverso provvedimenti di amministrazioni dello Stato e locali, con cui sono state disposte attività di bonifica a carico della Società relative tanto a siti industriali ceduti quanto a insediamenti produttivi tuttora in proprietà (in particolare: centrali di generazione termoelettrica) peraltro contaminati da attività esercite in passato. Più in generale, impregiudicata ogni valutazione circa la legittimità delle predette nuove ipotesi normative e la correttezza giuridica delle correlate pratiche applicative e interpretative, nondimeno, considerate le attività industriali, anche pregresse, esercite dalla Società e dal Gruppo, specie nel settore chimico, l'ampia diffusione territoriale di esse e il loro impatto ambientale avuto riguardo al tempo in cui tali attività vennero svolte ed al relativo stato dell'arte, pur nel pieno rispetto della normativa allora vigente, non si può escludere che emergano, alla stregua del diritto attuale, nuove contaminazioni, in aggiunta a quelle per cui sono in corso procedimenti amministrativi e giudiziari, e che a tutte tali situazioni di contaminazione venga applicata la normativa vigente con quel rigore e quella severità sopra richiamati.

Peraltro, lo stato delle conoscenze e degli atti dei richiamati procedimenti non consentono alcuna stima della probabilità e della quantificazione di eventuali oneri.

A) Edison Spa

Stabilimento di Verbania/1 - Procedimento penale per lesioni da esposizione a polveri di amianto

A seguito della cassazione con rinvio della sentenza della Corte d'Appello di Torino nel processo per lesioni da esposizione a polveri di amianto relativo allo stabilimento di Verbania, già di proprietà di Montefibre Spa, il processo è iniziato lo scorso mese di maggio ed è stata disposta perizia in materia medica in considerazione dei principi di diritto indicati dalla Corte di Cassazione.

Stabilimento di Verbania/2 - Procedimento penale per lesioni da esposizione a polveri di amianto

Con sentenza il cui dispositivo è stato pronunciato e pubblicato il 19 luglio 2011, il Tribunale di Verbania ha assolto con formule piene tutti gli imputati dai reati di omicidio colposo e lesioni personali colpose in relazione alla morte o malattia di ulteriori lavoratori asseritamente causate dall'esposizione degli stessi a diverse forme di amianto presso lo stabilimento di Verbania. Le motivazioni verranno depositate nel termine di 90 giorni.

ACEA Concorrenza sleale

Non vi sono novità di rilievo da segnalare nel procedimento avviato da ACEA Spa e tuttora pendente in fase istruttoria avanti il Tribunale di Roma contro, tra gli altri, AEM Spa (ora A2A Spa), EdF Sa, Edipower Spa ed Edison nel quale ACEA allega che, per effetto dell'acquisizione del controllo congiunto di Edison da parte di EdF e AEM, sarebbe stato violato il limite del 30% alla partecipazione di imprese pubbliche al capitale di Edipower, previsto dal d.p.c.m. 8 novembre 2000. Ciò configurerebbe un atto di concorrenza sleale ai sensi dell'art. 2598, n. 3, cod. civ., da cui sarebbero conseguiti danni per ACEA per i quali essa domanda la condanna di AEM e EdF al risarcimento, oltre ai provvedimenti volti a eliminare gli effetti di tale atto (quali la dismissione proporzionale delle partecipazioni sociali eccedenti il predetto limite e l'inibizione al ritiro e all'utilizzo dell'energia prodotta da Edipower in eccesso a quanto consentito dal rispetto di esso).

Pagnan/Edison

Con sentenza depositata il 4 febbraio 2010, il Tribunale di Venezia ha rigettato la domanda presentata contro Edison con atto di citazione per chiamata di terzo dalla società Pagnan Spa, convenuta in un giudizio avviato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del mare e dal Ministero delle Infrastrutture per presunto danno ambientale cagionato nell'area della Darsena Canale sud in località Malcontenta, ubicata nella zona industriale di Porto Marghera. In data 21 settembre 2010 è stato proposto appello, attualmente pendente dinanzi alla Corte d'Appello di Venezia.

Campo minerario off-shore "Vega" - Unità galleggiante "Vega Oil"

Nell'ambito dell'udienza preliminare del procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Modica contro, tra gli altri, alcuni amministratori e dirigenti di Edison e relativo all'ipotesi di inquinamento asseritamente cagionato dal galleggiante "Vega Oil", con provvedimento del 27 luglio 2011, ha dichiarato nulla la prima e tardiva la seconda delle consulenze tecniche disposte dal pubblico ministero, disponendo una perizia che verrà avviata nel prossimo mese di ottobre.

Contenzioso Meraklon/Edison - Edison Energia Spa

Si è interrotto per ammissione della parte attrice alla procedura di amministrazione straordinaria il giudizio avviato da Meraklon contro Edison Energia Spa e Edison Spa, nell'ambito del contratto di somministrazione di energia elettrica allo stabilimento di Meraklon di Terni e a seguito dell'opposizione da parte di Meraklon a un decreto ingiuntivo emesso dal Tribunale di Milano nell'interesse di Edison Energia Spa per il recupero di crediti relativi a tale contratto. Nel corso del predetto giudizio Meraklon aveva formulato nei confronti di Edison Energia Spa e Edison Spa (originaria controparte del sopracitato contratto di somministrazione) una serie di domande riconvenzionali relative a controversie in materia di somministrazione di energia elettrica, energia termica ed altre *utilities* tecniche al sito industriale di Terni. Le società hanno avviato le formalità per la riassunzione del giudizio.

Angelo Rizzoli/Edison ed altri

È proseguito nella fase introduttiva il giudizio avviato lo scorso 25 settembre 2009, dal dott. Angelo Rizzoli che ha convenuto in giudizio, avanti il Tribunale di Milano, Edison (quale avente causa di Iniziativa Meta Spa), insieme con RCS Media Group, Mittel e il signor Giovanni Arvedi, in relazione all'acquisto nel 1984 da parte di detti soggetti del controllo della Rizzoli Editore (titolare della testata giornalistica Corriere della Sera). È stata pure convenuta Intesa San Paolo. Allegando la violazione del divieto di patto commissorio relativamente ad un complesso di atti assai articolato e protratto nel tempo, l'attore domanda che venga accertata e dichiarata la nullità dei contratti che portarono al predetto acquisto e che i convenuti vengano condannati alla restituzione mediante pagamento dell'equivalente economico dei diritti e delle partecipazioni sociali oggetto di detti contratti, quantificato in una somma compresa tra seicentocinquanta e settecentoventiquattro milioni di euro, ovvero in quella da determinarsi in corso di giudizio, anche mediante consulenza tecnica; in via graduata l'attore chiede poi il risarcimento dei danni ovvero l'indennizzo per arricchimento senza causa. A seguito dell'udienza del 28 giugno 2011 nel corso della quale le parti hanno precisato le conclusioni, la causa è stata trattenuta per la decisione.

Centrale di Torviscosa - Cooperativa Fabbri Meccanici a r.l./Edison

È proseguito il procedimento arbitrale avviato dalla Cooperativa Fabbri Meccanici a r.l., in concordato preventivo, contro Edison nel quale parte attrice ha chiesto la condanna di Edison al pagamento di circa novecentocinquanta mila euro a titolo di pretesi crediti derivanti dall'esecuzione del contratto di appalto avente ad oggetto la costruzione di un fabbricato presso la centrale di Torviscosa e Edison ha domandato in via riconvenzionale la condanna della cooperativa al pagamento a proprio favore di circa cinquecentosessantamila euro. Il Collegio arbitrale ha disposto una consulenza tecnica, attualmente in corso.

Cartel Damage Claims - Ausimont: richiesta di risarcimento danni

Nel mese di aprile 2010 sono stati notificati ad Edison quattro atti di integrazione del contraddittorio da parte delle società Akzo Nobel Nv, Kemira Oyi, Arkema Sa e FMC Foret Sa chiamate in giudizio dalla società Cartel Damage Claims Hydrogen Peroxide Sa - una società di diritto belga specializzata in *class actions* - davanti al Tribunale di Dusseldorf per il risarcimento del presunto danno concorrenziale causato dai partecipanti al cartello nel settore della produzione e commercializzazione dei perossidi e perborati sanzionato dalla Commissione Europea nel 2006.

Edison è stata chiamata in giudizio visto il coinvolgimento di Ausimont nella procedura *antitrust* avviata dalla Commissione. Il processo è attualmente nella fase preliminare.

* * * * *

In merito allo stato dei principali contenziosi fiscali si segnalano i seguenti sviluppi avvenuti nel corso del primo semestre 2011:

Edison Energia Spa - Accertamento IVA Doganale anni 2001, 2002 e 2003 EDF Energia Italia Srl

A seguito della decisione sfavorevole alla società emessa nel novembre 2010 dalla Commissione Tributaria Regionale di Milano, la società ha provveduto al pagamento delle maggiori imposte ed interessi risultanti dovuti, ancorché il pagamento è stato eseguito in via provvisoria in attesa della definizione della controversia. Tutti gli oneri sono stati sostenuti da EDF International Sa in virtù delle garanzie contrattuali esistenti.

La società proporrà nei termini di legge ricorso per Cassazione al fine di veder riconosciuta la legittimità dell'operato della propria incorporata.

Edison Spa - Accertamento imposte di registro 2008

La Commissione Tributaria Provinciale di Milano con decisione depositata nel giugno 2011 ha accolto integralmente il ricorso proposto avverso l'avviso di liquidazione per imposte proporzionali di registro, ipotecarie e catastali di circa 11 milioni di euro, riconoscendo sia l'illegittimità dell'atto sia nel merito la validità delle scelte operate dalla Società in relazione alla struttura della operazione di dismissione posta in essere. La decisione potrà essere oggetto di appello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Edison Spa ed Edison Trading Spa - Verifica generale della Guardia di Finanza

Al termine del mese di maggio si è conclusa la verifica generale, aperta nello scorso settembre dal Nucleo di Polizia Tributaria Milano ai fini delle imposte dirette, dell'IRAP e dell'IVA per gli anni d'imposta dal 2005 al 2010 (sino alla data di inizio delle operazioni di verifica) nei confronti di Edison Spa. I rilievi formalizzati sono relativi a costi considerati "non di competenza" nell'esercizio in cui sono stati dedotti, ma comunque deducibili in altro periodo di imposta, e ad alcune segnalazioni per costi sostenuti con fornitori svizzeri, considerati *black list*, in relazione ai quali la Guardia di Finanza, pur riconoscendo l'effettività e l'inerenza dei costi stessi, non ha ritenuto sufficienti le argomentazioni addotte a supporto dell'economicità delle operazioni concluse.

Tutte le poste saranno soggette ad ulteriore analisi da parte dell'Agenzia delle Entrate e con particolare riferimento ai costi cd. *black list*, si ritiene di poter ottenere il riconoscimento della piena deducibilità degli stessi.

Nel mese di giugno sono invece riprese le operazioni di verifica iniziate nel settembre 2010 dallo stesso Nucleo della Guardia di Finanza nei confronti di Edison Trading Spa ai fini delle imposte dirette, dell'IRAP e dell'IVA per gli anni d'imposta dal 2006 al 2010 (sino alla data di inizio delle operazioni di verifica).

Edison Trading Spa - Accertamenti IRES, IRAP ed IVA anno di imposta 2005

Nel corso del mese di giugno è stata ottenuta la sospensione giudiziale della riscossione della cartella emessa in pendenza di giudizio in relazione all'accertamento IVA contestato.

L'udienza per la trattazione nel merito è stata fissata per il prossimo mese di ottobre avanti alla Commissione Tributaria Provinciale di Milano.

Edipower Spa - Accertamento IVA Certificati Verdi 2004

La società ha presentato nel corso del mese di febbraio 2010 ricorso avverso l'avviso di accertamento per irrogazioni di sanzioni IVA anno 2004, chiedendo alla Commissione adita il totale annullamento dell'atto. L'Agenzia delle Entrate si è costituita in giudizio. Non è ancora stata notificata la fissazione dell'udienza.

Edipower Spa - Accertamento IVA Certificati Verdi 2005

Nel mese di dicembre 2010 l'Agenzia delle Entrate ha notificato un nuovo atto di irrogazione di sanzioni IVA anno 2005 per 4,5 milioni di euro per la stessa fattispecie già sanzionata per l'anno 2004. Nel mese di febbraio 2011 avverso tale atto Edipower ha presentato ricorso chiedendo alla Commissione adita il totale annullamento dell'atto. Non è ancora stata notificata la fissazione dell'udienza.

Edipower Spa - Accertamento IVA su accisa 2004

Nel mese di febbraio 2010 avverso tale atto la società ha presentato istanza di annullamento in autotutela e, successivamente, istanza di accertamento con adesione. L'Agenzia delle Entrate ha convocato Edipower Spa il giorno 2 aprile 2010 per dare avvio alla procedura di accertamento con adesione e per sentire le ragioni a difesa. Successivamente l'Agenzia delle Entrate ha confermato le proprie interpretazioni escludendo, per il momento, di annullare l'atto. Nel corso del mese di maggio 2010 la società ha presentato ricorso avverso l'avviso di accertamento chiedendo alla Commissione adita il totale annullamento dell'atto. L'Agenzia delle Entrate si è costituita in giudizio. Non è ancora stata notificata la fissazione dell'udienza.

Edipower Spa - Accertamento IVA su accisa 2005 e IRES-IRAP 2005

Nel mese di dicembre 2010 l'Agenzia delle Entrate ha notificato un avviso di accertamento in materia di IVA su accisa per l'anno 2005, fattispecie già oggetto dell'accertamento relativo al 2004, e per il recupero di IRES e IRAP relative al 2005. L'ammontare complessivo richiesto a titolo di sanzioni e imposte è pari a 3,5 milioni di euro. Avverso tale atto Edipower ha depositato istanza di accertamento con adesione, ma l'Agenzia delle Entrate non ha ritenuto di accogliere le richieste della società. Di conseguenza, nel mese di maggio 2011 Edipower ha presentato ricorso chiedendo alla Commissione adita il totale annullamento dell'atto. Non è ancora stata notificata la fissazione dell'udienza.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DEL GRUPPO

In questo capitolo sono sinteticamente riprese le politiche e i principi del gruppo Edison per la gestione e il controllo del rischio prezzo *commodity*, legato alla volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche e dei titoli ambientali (crediti di emissione CO₂, certificati verdi, certificati bianchi), e degli altri rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio tasso di cambio, rischio tasso di interesse, rischio di credito, rischio di liquidità). Per una descrizione più completa di tali aspetti si rimanda al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010.

In accordo con l'IFRS 7, i paragrafi che seguono presentano informazioni sulla natura dei rischi risultanti da strumenti finanziari basate su *sensitivity* di carattere contabile o di gestione.

1. Rischio prezzo delle *commodity* e tasso di cambio connesso all'attività in *commodity*

In linea con le *Energy Risk Policy*, il gruppo Edison gestisce tale rischio all'interno del limite di Capitale Economico - misurato tramite il *Profit at Risk* (PaR¹) - approvato dal Consiglio di Amministrazione per il Portafoglio Industriale, che comprende l'attività di copertura dei contratti di acquisto/vendita di *commodity* nonché della produzione e degli *asset*. Il Capitale Economico rappresenta il capitale di rischio, espresso in milioni di euro, allocato per coprire i rischi di mercato.

Per i contratti derivati di copertura del Portafoglio Industriale, in parte qualificati come tali ai sensi dello IAS 39 (*Cash Flow Hedge*) e in parte secondo una prospettiva di *Economic Hedge*, viene effettuata una simulazione ai fini di misurare il potenziale impatto che le oscillazioni dei prezzi di mercato del sottostante hanno sul *fair value* dei derivati in essere.

Si ricorda che il mercato *forward* dell'energia elettrica in Italia non soddisfa ancora i requisiti previsti dagli IFRS per essere qualificato come un mercato attivo. Infatti, sia i mercati *Over The Counter* (OTC) gestiti da società di *brokeraggio* (es. TFS), sia i mercati gestiti da Borsa Italiana (IDEX) e GME (MTE) sono caratterizzati da un insufficiente grado di liquidità, in particolare per i prodotti *peak* e *off-peak*, nonché più in generale per scadenze superiori all'anno.

Le informazioni sui prezzi di mercato fornite da tali mercati sono quindi considerate quale *input* del modello di valutazione interno utilizzato per valorizzare il *fair value* dei suddetti prodotti.

Nella tabella che segue è riportato il massimo scostamento negativo atteso, che risulta essere pari a 106,8 milioni di euro (82,7 milioni di euro al 30 giugno 2010), sul *fair value* dei derivati finanziari in essere, sull'orizzonte temporale dell'esercizio in corso con una probabilità del 97,5%, rispetto al *fair value* determinato al 30 giugno 2011.

<i>Profit at Risk</i> (PaR)	1° semestre 2011		1° semestre 2010	
	Livello di probabilità	Scostamento negativo atteso di <i>fair value</i> (in milioni di euro)	Livello di probabilità	Scostamento negativo atteso di <i>fair value</i> (in milioni di euro)
Gruppo Edison	97,5%	106,8	97,5%	82,7

Si ricorda che il corrispondente valore al 31 dicembre 2010 era di 178,5 milioni di euro.

In altri termini, rispetto al *fair value* determinato al 30 giugno 2011 sui contratti derivati di copertura in essere, la probabilità di scostamento negativo maggiore di 106,8 milioni di euro entro la fine dell'esercizio 2011 è limitata al 2,5% degli scenari.

L'incremento rispetto al livello misurato al 30 giugno 2010 è attribuibile essenzialmente ad un significativo aumento della volatilità dei mercati finanziari su cui vengono effettuate le operazioni di copertura sia relativamente al cambio che ai prodotti petroliferi, con dei volumi negoziati sostanzialmente invariati rispetto al primo semestre 2010.

¹ *Profit at Risk*: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del margine atteso in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, con un dato orizzonte temporale e intervallo di confidenza.

L'attività di *hedging* effettuata nel corso del periodo ha permesso di rispettare gli obiettivi di *risk management* di Gruppo, riducendo il profilo di rischio prezzo *commodity* del Portafoglio Industriale all'interno del limite di Capitale Economico approvato. Senza derivati di copertura, l'assorbimento medio nel semestre di Capitale Economico del Portafoglio Industriale è stato pari al 144% del limite approvato, con un massimo del 198% a gennaio 2011 (e un superamento medio del limite nel semestre pari al 44%). Con le attività di copertura effettuate l'assorbimento medio nel semestre di Capitale Economico del Portafoglio Industriale è stato pari al 48%, con un massimo del 69% a febbraio 2011.

All'interno delle attività caratteristiche del gruppo Edison sono state approvate anche attività di trading fisico e finanziario su *commodity*; tali attività sono consentite nel rispetto delle apposite procedure e devono essere segregate ex ante in appositi Portafogli di Trading, separati rispetto al Portafoglio Industriale. I Portafogli di Trading sono monitorati tramite stringenti limiti di rischio il cui rispetto viene verificato da una struttura organizzativa indipendente da chi esegue le operazioni. Il limite di *Value at Risk* (VaR²) giornaliero con un livello di probabilità al 95% sui Portafogli di Trading alla data di bilancio è pari a 3,2 milioni di euro, con un limite di *stop loss* pari a 17 milioni di euro. Il limite di VaR risulta utilizzato per il 17% al 30 giugno 2011 e mediamente per il 27% nel corso del periodo.

In analogia a quanto avviene per il Portafoglio Industriale, anche al complesso dei Portafogli di Trading viene allocato un Capitale Economico, che rappresenta il capitale di rischio totale a supporto dei rischi di mercato per le attività di trading. In questo caso, il limite di Capitale Economico tiene conto del capitale di rischio associato al VaR dei portafogli e del capitale di rischio stimato tramite *stress test* per eventuali posizioni non liquide. Il limite di Capitale Economico per il complesso dei Portafogli di Trading è di 50,9 milioni di euro; tale limite risulta utilizzato per il 17% al 30 giugno 2011 e mediamente per il 28% nel corso del periodo. Tale misura, così come l'utilizzo di VaR, tiene conto anche dei trasferimenti di energia elettrica da *asset* fisici, il cui impatto a bilancio è monitorato con ulteriori limiti ad hoc.

2. Rischio di cambio

Il rischio di tasso di cambio deriva dal fatto che le attività del gruppo Edison sono parzialmente condotte in valute diverse dall'euro o sono legate alle variazioni di tasso di cambio attraverso formule di indicizzazione. Ricavi e costi denominati in valuta possono essere influenzati dalle fluttuazioni del tasso di cambio con impatto sui margini commerciali (rischio economico), così come i debiti e i crediti commerciali e finanziari denominati in valuta possono essere impattati dai tassi di conversione utilizzati, con effetto sul risultato economico (rischio transattivo). Infine, le fluttuazioni dei tassi di cambio si riflettono anche sui risultati consolidati e sul patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante poiché i bilanci di alcune società partecipate sono redatti in valuta diversa dall'euro e successivamente convertiti in euro (rischio traslativo).

La politica di Edison di gestione del rischio di tasso di cambio è quella di minimizzare l'esposizione al rischio economico e al rischio transattivo legato all'attività in *commodity* (al riguardo si veda il paragrafo precedente). Sempre con riferimento al rischio transattivo il Gruppo risulta esposto al rischio di cambio su alcuni flussi in valuta (essenzialmente USD) per quanto concerne gli investimenti di sviluppo ed esplorazione all'estero nel settore idrocarburi e, per valori contenuti, per l'acquisto di macchinari. Infine, per quanto concerne il rischio traslativo, il Gruppo ne risulta marginalmente esposto, in particolare con riferimento alla conversione dei bilanci di talune controllate estere: generalmente le controllate estere hanno una sostanziale convergenza tra le valute di fatturazione attiva e quelle di fatturazione passiva.

3. Rischio di tasso d'interesse

Il gruppo Edison, esposto alle fluttuazioni del tasso d'interesse per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento, valuta regolarmente la propria esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse e la gestisce attraverso l'utilizzo di strumenti finanziari derivati di copertura, in parte qualificati come tali ai sensi dello IAS 39 (*Cash Flow Hedge* e *Fair Value Hedge*),

² *Value at Risk*: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del *fair value* del portafoglio in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, con un dato orizzonte temporale e intervallo di confidenza.

in parte secondo una prospettiva di *Economic Hedge*. Il tasso di interesse cui il Gruppo è maggiormente esposto è l'*Euribor*.

<i>Indebitamento Finanziario Lordo</i>	30.06.2011			31.12.2010		
<i>Composizione tasso fisso e tasso variabile:</i> (in milioni di euro)	senza derivati	con derivati	% con derivati	senza derivati	con derivati	% con derivati
- a tasso fisso (incluso strutture con CAP)	1.859	1.433	32%	1.863	1.490	34%
- a tasso variabile	2.635	3.061	68%	2.472	2.845	66%
Totale indebitamento finanziario lordo (*)	4.494	4.494	100%	4.335	4.335	100%

(*) Per la composizione dell'indebitamento finanziario lordo si veda il successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

Se si considera che al 30 giugno 2011 il gruppo Edison dispone di liquidità soggetta ai tassi di mercato per 483 milioni di euro le percentuali sopra esposte riferite all'indebitamento finanziario netto, incluse le operazioni in derivati poste in essere, sono rispettivamente pari al 64% (tasso variabile) e al 36% (tasso fisso), sostanzialmente invariate rispetto al 31 dicembre 2010.

La strategia perseguita dal gruppo Edison negli ultimi due esercizi è di detenere strumenti finanziari di lungo termine a tasso fisso affiancati da operazioni di copertura in derivati al fine di beneficiare nel breve del minor costo del tasso variabile rispetto al costo del tasso fisso con un risparmio in oneri finanziari e, nel contempo, di cautelarsi da possibili futuri incrementi dei tassi d'interesse.

Si segnala che nel corso del semestre non sono state poste in essere operazioni finanziarie che hanno comportato una variazione significativa dell'esposizione del Gruppo al rischio di tasso d'interesse.

Di seguito si riporta una *sensitivity analysis* che illustra gli effetti determinati, rispettivamente sul conto economico e sul patrimonio netto, da un'ipotetica traslazione delle curve di +50 o di -50 *basis point* rispetto ai tassi effettivamente applicati nel corso del primo semestre 2011, confrontata con i corrispondenti dati comparativi del 2010.

<i>Sensitivity analysis</i>	1° semestre 2011			30.06.2011		
(in milioni di euro)	effetto sugli oneri finanziari (C.E.)			effetto sulla riserva di Cash Flow Hedge (P.N.)		
	+50 bps	base	-50 bps	+50 bps	base	-50 bps
Gruppo Edison	67	57	44	(4)	(5)	(5)

<i>Sensitivity analysis</i>	1° semestre 2010			31.12.2010		
(in milioni di euro)	effetto sugli oneri finanziari (C.E.)			effetto sulla riserva di Cash Flow Hedge (P.N.)		
	+50 bps	base	-50 bps	+50 bps	base	-50 bps
Gruppo Edison	84	71	71	(9)	(11)	(12)

4. Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione del gruppo Edison a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti sia commerciali che finanziarie.

Al fine di controllare tale rischio, la cui gestione operativa è demandata specificatamente alla funzione di Credit Management allocata centralmente nella Direzione Finanza, il Gruppo ha implementato procedure e azioni per la valutazione del *credit standing* della clientela, anche attraverso opportune griglie di *scoring*, per il monitoraggio dei relativi flussi di incassi attesi e le eventuali azioni di recupero. Il gruppo Edison ha in corso operazioni di cessione di crediti commerciali "pro-soluto" su base *revolving* mensile e trimestrale.

Nel corso del primo semestre 2011 sono state effettuate cessioni di crediti "pro-soluto" per un valore complessivo di 2.638 milioni di euro. L'ammontare dei crediti oggetto di tali cessioni che al 30 giugno 2011 sono ancora assoggettati ad un rischio di *recourse* è inferiore al milione di euro.

Nella scelta delle controparti per la gestione di risorse finanziarie temporaneamente in eccesso e nella stipula di contratti di copertura finanziaria (strumenti derivati) il Gruppo ricorre solo a interlocutori di

elevato *standing* creditizio. Al riguardo si segnala che al 30 giugno 2011 non si evidenziano significative esposizioni a rischi connessi ad un eventuale deterioramento del quadro finanziario complessivo.

Di seguito si riporta un quadro di sintesi dei crediti commerciali lordi, dei relativi fondi svalutazione crediti e delle garanzie in portafoglio a fronte degli stessi. Al 30 giugno 2011 la variazione in aumento rispetto al valore dei crediti esistenti al 31 dicembre 2010 è principalmente legata ai tempi di incasso anche in relazione al cambiamento del *mix* di clientela nonché ai crediti derivanti dalla rinegoziazione del contratto d'importazione del gas russo.

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010
Crediti commerciali lordi	2.710	2.508
Fondo svalutazione crediti (-)	(139)	(133)
Crediti commerciali	2.571	2.375
Garanzie in portafoglio	755	692
Crediti scaduti da 9 a 12 mesi	31	28
Crediti scaduti oltre i 12 mesi	200	141

5. Rischio di liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. La tabella che segue rappresenta il *worst case scenario*, mostrando le uscite di cassa nominali future riferite alle passività, comprensive, oltre alla quota capitale ed ai ratei maturati, anche di tutti gli interessi futuri, stimati per l'intera durata del debito sottostante, tenendo altresì conto dei contratti derivati sui tassi di interesse. Ne deriva dunque una rappresentazione delle passività complessive che determina un valore maggiore rispetto al dato dell'indebitamento finanziario lordo utilizzato per definire l'indebitamento finanziario netto di Gruppo. Inoltre le attività (siano esse la liquidità, i crediti commerciali, ecc.) non sono prese in considerazione, ed i finanziamenti sono fatti scadere a vista, se si tratta di linee a revoca, ed in caso contrario sulla base della prima scadenza in cui possono essere chiesti a rimborso.

<i>Worst case scenario</i>	30.06.2011			31.12.2010		
(in milioni di euro)	da 1 a 3 mesi	oltre 3 mesi e fino a 1 anno	oltre 1 anno	da 1 a 3 mesi	oltre 3 mesi e fino a 1 anno	oltre 1 anno
Obbligazioni	532	40	2.078	18	558	2.094
Debiti e altre passività finanziarie	145	702	1.170	30	769	991
Debiti verso fornitori	1.932	121	-	2.077	76	-
Totale	2.609	863	3.248	2.125	1.403	3.085
Garanzie personali prestate a terzi (*)	324	511	365	586	327	466

(*) Tali garanzie, essenzialmente di natura commerciale collegate all'attività caratteristica, sono state indicate in base alla residua scadenza contrattuale. Per un'analisi di dettaglio di tali garanzie si rimanda al capitolo "Impegni e rischi potenziali".

L'obiettivo strategico del Gruppo è di minimizzare l'impatto delle scadenze del debito finanziario attraverso il mantenimento di linee di credito disponibili e di liquidità, il tempestivo avvio delle negoziazioni sui finanziamenti in corso di maturazione nonché l'emissione di prestiti obbligazionari.

Al 30 giugno 2011, l'indebitamento finanziario in scadenza entro il prossimo trimestre risulta essere pari a 677 milioni di euro ed è composto principalmente dal debito assunto dalla partecipata Elpedison Power Sa (per il quale è già in corso la rinegoziazione) e dal prestito obbligazionario (nominali 500 milioni di euro) da rimborsare il 19 luglio 2011. In previsione di tale impegno Edison Spa ha sottoscritto nel giugno 2011 un nuovo contratto di finanziamento, *senior unsecured*, nella forma di una linea di credito ad utilizzo rotativo per 700 milioni di euro concessa da un gruppo di banche nazionali ed internazionali su base *club deal*. Tale linea, utilizzata al 30 giugno 2011 per 100 milioni di euro, ha una durata massima di 18 mesi meno un giorno e pertanto il debito corrispondente è inserito nelle scadenze oltre l'anno.

I "Debiti e altre passività finanziarie" in scadenza oltre i 3 mesi ed entro giugno 2012, pari a 702 milioni di euro, riguardano sostanzialmente il debito di Edipower, pari a 550 milioni di euro (in quota Edison). A tal proposito, si noti che il Gruppo dispone, oltre alle disponibilità liquide di 483 milioni di euro, di linee di credito *committed* non utilizzate per 1.358 milioni di euro riconducibili al finanziamento sindacato *stand-by* di 1.500 milioni di euro con scadenza nel 2013, utilizzato per 850 milioni di euro al 30 giugno 2011, al nuovo finanziamento di 700 milioni di euro e alle linee *revolving* concesse a società del Gruppo, in particolare quella concessa a Edipower.

I "Debiti e altre passività finanziarie" con scadenza oltre l'anno aumentano di 179 milioni di euro rispetto alla situazione al 31 dicembre 2010, essenzialmente per il maggior ricorso ai due finanziamenti in capo ad Edison Spa di 1.500 milioni di euro e 700 milioni di euro in parte compensato dalle riclassifiche a breve termine di alcuni finanziamenti.

Nella tabella che segue è fornita la suddivisione per scadenza dell'indebitamento finanziario lordo alla data di bilancio. Si precisa che tali valori non sono esattamente rappresentativi dell'esposizione al rischio di liquidità in quanto non esprimono flussi di cassa nominali attesi bensì valutazioni a costo ammortizzato o a *fair value*.

(in milioni di euro)	30.06.2012	30.06.2013	30.06.2014	30.06.2015	30.06.2016	Oltre 5 anni	Totale
Obbligazioni	534	(2)	(2)	1.199	(1)	598	2.326
Debiti e altre passività finanziarie:							
- debiti bancari	833	981	83	10	8	6	1.921
- debiti verso altri	197	4	5	11	5	24	246
Debiti finanziari di attività in dismissione	1	-	-	-	-	-	1
Indebitamento finanziario lordo	1.565	983	86	1.220	12	628	4.494

6. Rischio di *default* e *covenant* sul debito

Il rischio in esame attiene alla possibilità che i contratti di finanziamento o i regolamenti dei prestiti obbligazionari, di cui le società del Gruppo sono parti, contengano disposizioni che legittimano le controparti, siano essi banche o detentori di obbligazioni, a chiedere al debitore, al verificarsi di determinati eventi, l'immediato rimborso delle somme prestate, generando conseguentemente un rischio di liquidità (si veda anche il paragrafo precedente "Rischio di liquidità").

Il Gruppo ha in essere i seguenti quattro prestiti obbligazionari (*Euro Medium Term Notes*) per complessivi 2.300 milioni di euro nominali, invariati rispetto al 31 dicembre 2010.

Descrizione	Emittente	Mercato di quotazione	Codice ISIN	Durata (anni)	Scadenza	Valore nominale (in milioni di euro)	Cedola	Tasso Attuale
EMTN 12/2003	Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	XS0196762263	7	19.07.2011	500	Variabile, trimestrale	1,932%
EMTN 07/2009	Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	XS0441402681	5	22.07.2014	700	Fissa, annuale	4,250%
EMTN 03/2010	Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	XS0495756537	5	17.03.2015	500	Fissa, annuale	3,250%
EMTN 11/2010	Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	XS0557897203	7	10.11.2017	600	Fissa, annuale	3,875%

Inoltre, il Gruppo ha in essere contratti di finanziamento non sindacati per complessivi 956 milioni di euro e contratti di finanziamento sindacati per complessivi 2.250 milioni di euro, di cui 1.358 milioni di euro non utilizzati al 30 giugno 2011, riconducibili alla linea di credito sindacata di 1.500 milioni di euro, alla nuova linea su base *club deal* di 700 milioni di euro (sottoscritta a giugno 2011) e alle linee *revolving* concesse a società del Gruppo, in particolare quella concessa a Edipower.

Tali contratti di finanziamento, in linea con la prassi di mercato, contengono diversi impegni a carico del debitore: tra questi, l'obbligo di riservare alle banche finanziatrici un trattamento analogo a quello spettante agli altri creditori non garantiti (*pari passu*), oppure il divieto di concedere garanzie reali a nuovi finanziatori (*negative pledge*), al di fuori di alcune eccezioni previste. Nello stesso senso si muove la nuova linea di credito su base *club deal* concessa a Edison Spa per un ammontare pari a 700 milioni di euro (ed utilizzata al 30 giugno per 100 milioni di euro) in cui le previsioni contrattuali sono sostanzialmente in linea con quelle contenute negli altri contratti di finanziamento, prima fra tutti la linea sindacata di 1.500 milioni di euro. Anche il nuovo contratto sottoscritto, tra l'altro, non prevede obblighi circa il rispetto di indicatori di bilancio (*covenants* finanziari), né effetti prodotti da eventuali variazioni del *rating* assegnato dalle Agenzie (*rating triggers*).

Inoltre si ricorda che la linea diretta a medio-lungo termine della Banca Europea degli Investimenti (BEI) per 250 milioni di euro destinata al finanziamento dei progetti di stoccaggio è utilizzabile e al momento totalmente disponibile. Tale linea è soggetta, oltre alle clausole usuali nei finanziamenti diretti a lungo termine, anche alle limitazioni nell'utilizzo che la BEI prevede per i finanziamenti di scopo alle imprese industriali.

Per una visione più complessiva delle operazioni in essere e dei relativi regolamenti, nonché agli obblighi ad esse associati, si rimanda a quanto ampiamente commentato nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010.

Allo stato attuale, il Gruppo non è a conoscenza dell'esistenza di alcuna situazione di *default*.

Analisi delle operazioni a termine e strumenti derivati

Operazioni a termine e strumenti derivati

Il gruppo Edison svolge un'attività di trading proprietario fisico e finanziario su *commodity* energetiche, attività disciplinata da apposite *Energy Risk Policy*. Per tale attività sono state definite la struttura di controllo dei rischi associati e le linee guida con procedure specifiche; questa attività è considerata dal Gruppo attività caratteristica e i risultati che ne derivano sono iscritti a conto economico nel margine operativo lordo. Si ricorda che il Gruppo, ove possibile, applica l'*hedge accounting*, verificandone la rispondenza ai requisiti di *compliance* con il principio IAS 39.

Le operazioni a termine e gli strumenti derivati sono così classificabili:

- 1) **strumenti derivati definibili di copertura ai sensi dello IAS 39**: in tale fattispecie sono incluse sia le operazioni poste in essere a copertura dell'oscillazione di flussi finanziari (*Cash Flow Hedge* - CFH) sia quelle a copertura del *fair value* dell'elemento coperto (*Fair Value Hedge* - FVH);
- 2) **operazioni a termine e strumenti derivati non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39**, si dividono fra:
 - a. gestione del rischio su tassi d'interesse e di cambio e su *commodity* energetiche: per tutti gli strumenti derivati rispondenti ai requisiti di *compliance* con le politiche aziendali di gestione del rischio, il risultato maturato e il valore prospettico sono stati ricompresi nel margine operativo lordo se relativi all'attività inerente il Portafoglio Industriale, tra i proventi e oneri finanziari se relativi a operazioni di natura finanziaria;
 - b. Portafogli di Trading: come indicato in precedenza includono contratti sia fisici che finanziari su *commodity* energetiche; per queste operazioni sia il risultato maturato sia il valore prospettico sono iscritti nel margine operativo lordo.

Gerarchia del Fair Value secondo l'IFRS 7

L'IFRS 7 richiede che la classificazione degli strumenti finanziari al *fair value* sia determinata in base alla qualità delle fonti degli *input* usati nella valutazione del *fair value*.

La classificazione secondo l'IFRS 7 comporta la seguente gerarchia:

- **Livello 1**: determinazione del *fair value* in base a prezzi quotati (*unadjusted*) in mercati attivi per identici *assets* o *liabilities*. Rientrano in questa categoria gli strumenti con cui il gruppo Edison opera direttamente in mercati attivi (es. *future*);
- **Livello 2**: determinazione del *fair value* in base a *input* diversi da prezzi quotati inclusi nel "Livello 1" ma che sono osservabili direttamente o indirettamente (es. *forward* o *swap* riferiti a mercati *future*);
- **Livello 3**: determinazione del *fair value* in base a modelli di valutazione i cui *input* non sono basati su dati di mercato osservabili (*unobservable inputs*). Al momento risultano presenti quattro categorie di strumenti che rientrano in questa categoria.

Si precisa che la valutazione degli strumenti finanziari può comportare una significativa discrezionalità ancorché Edison utilizzi, qualora disponibili, prezzi quotati in mercati attivi come migliore stima del *fair value* di tutti gli strumenti derivati.

Strumenti in essere al 30 giugno 2011

Nelle tabelle sottostanti sono illustrate le seguenti informazioni:

- la gerarchia del *fair value* applicata;
- l'*outstanding* dei contratti derivati in essere, analizzato per scadenza;
- il valore di stato patrimoniale di tali contratti, rappresentato dal loro *fair value*;
- la quota parte del *fair value* di cui al punto precedente recepita a conto economico dalla data di sottoscrizione.

Si segnala, infine, che l'eventuale differenza tra il valore di stato patrimoniale e il *fair value* iscritto a conto economico rappresenta il *fair value* dei contratti definibili di *Cash Flow Hedge*, che in conformità ai principi di riferimento, viene iscritto direttamente tra le riserve del patrimonio netto.

A) Gestione del rischio su tassi di interesse e su tassi di cambio

(in milioni di euro)	Gerarchia del Fair Value (****)	Valore nozionale (*)			Valore di stato patrimoniale (**)	Effetto progressivo a conto economico al 30.06.2011 (***)	
		scadenza entro 1 anno	scadenza tra 2 e 5 anni	scadenza oltre 5 anni			
Gestione del rischio su tassi di interesse:							
- a copertura di flussi di cassa ai sensi IAS 39 (Cash Flow Hedge)	2	354	4	-	(5)	-	
- a copertura del rischio di variazione del fair value dell'elemento coperto ai sensi IAS 39 (Fair Value Hedge)	2	-	725	600	11	11	
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	2	22	565	6	(5)	(5)	
Totale derivati sui tassi di interesse		376	1.294	606	1	6	
Gestione del rischio su tassi di cambio:							
		scadenza entro 1 anno		scadenza tra 2 e 5 anni		scadenza oltre 5 anni	
		da ricevere	da pagare	da ricevere	da pagare	da ricevere	
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39:							
- su operazioni commerciali	2	876	297	28	117	-	(42)
- su operazioni finanziarie	-	-	-	-	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39:							
- su operazioni commerciali	2	213	190	134	277	-	-
- su operazioni finanziarie	2	119	-	-	-	-	-
Totale derivati su cambi		1.208	487	162	394	-	(42)

(*) Rappresenta la somma del valore nozionale dei contratti elementari che derivano dall'eventuale scomposizione dei contratti complessi.

(**) Rappresenta il credito (+) o il debito (-) netto iscritto nello stato patrimoniale a seguito della valutazione a fair value dei derivati.

(***) Rappresenta l'adeguamento a fair value dei derivati iscritto progressivamente a conto economico dal momento della stipula del contratto fino alla data attuale.

(****) Per le definizioni si veda il paragrafo precedente "Gerarchia del Fair Value secondo IFRS 7".

B) Gestione del rischio su commodity

	Gerarchia del Fair Value (****)	Valore Nozionale (*)				Valore di stato patrimoniale (**) (in milioni di euro)	Effetto progressivo a conto economico al 30.06.2011 (***) (in milioni di euro)
		Unità di misura	Scadenza entro un anno	Scadenza entro due anni	Scadenza oltre due anni		
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici							
A. a copertura di flussi di cassa (Cash Flow Hedge) ai sensi IAS 39:							
						187	7
- Gas naturale	3	TWh	1,62	-	-	(2)	-
- Gas liquido, petrolio	2	Barili	7.202.165	(1.299.460)	-	189	7
B. a copertura del fair value (Fair Value Hedge) ai sensi IAS 39							
						-	-
C. non definibili di copertura ai sensi IAS 39 a copertura del margine:							
						34	34
- Elettricità	2/3	TWh	2,98	-	-	(3)	(3)
- Gas naturale	2	Milioni di Term	-	-	-	-	-
- Gas liquido, petrolio	2	Barili	967.470	1.500	-	35	35
- CO ₂	1	Milioni di tonn.	0,70	-	-	2	2
Totale						221	41

(*) + per saldo acquisti, - per saldo vendite.

(**) Rappresenta il credito (+) o il debito (-) netto iscritto in stato patrimoniale a seguito della valutazione a fair value dei derivati.

(***) Rappresenta l'adeguamento a fair value dei derivati iscritto progressivamente a conto economico dal momento della stipula del contratto fino alla data attuale.

(****) Per le definizioni si veda il paragrafo precedente "Gerarchia del Fair Value secondo l'IFRS 7".

C) Portafogli di Trading

	Gerarchia del Fair Value (****)	Valore Nozionale (*)				Valore di stato patrimoniale (**) (in milioni di euro)	Effetto progressivo a conto economico al 30.06.2011 (***) (in milioni di euro)
		Unità di misura	Scadenza entro un anno	Scadenza entro due anni	Scadenza oltre due anni		
Contratti derivati							
						7	7
- Elettricità	1/2/3	TWh	(2,46)	0,23	0,07	2	2
- Gas liquido, petrolio	2	Barili	-	-	-	-	-
- Carbone	2	Milioni di tonn	-	-	-	-	-
- CO ₂	1/2	Milioni di tonn	(1,93)	-	-	5	5
Contratti fisici							
						16	16
- Elettricità	1/2	TWh	0,35	(0,30)	(0,04)	13	13
- Gas naturale	3	TWh	(0,17)	-	-	3	3
Totale						23	23

(*) + per saldo acquisti, - per saldo vendite.

(**) Rappresenta il credito (+) o il debito (-) netto iscritto in stato patrimoniale a seguito della valutazione a fair value dei derivati.

(***) Rappresenta l'adeguamento a fair value dei derivati iscritto progressivamente a conto economico dal momento della stipula del contratto fino alla data attuale.

(****) Per le definizioni si veda il paragrafo precedente "Gerarchia del Fair Value secondo l'IFRS 7".

Effetti economici e patrimoniali delle attività in derivati e di trading nel primo semestre 2011

La *disclosure* che segue evidenzia l'analisi dei risultati economici al 30 giugno 2011 dell'attività in derivati e dell'attività di trading, in cui sono anche inclusi gli effetti dei contratti fisici su *commodity* energetiche.

(in milioni di euro)	Realizzati nel periodo (A)	Fair Value stanziato sui contratti in essere al 31.12.2010 (B)	di cui di (B) già realizzati nel periodo (B1)	Fair Value stanziato sui contratti in essere al 30.06.2011 (C)	Variazione Fair Value del periodo (D)=(C-B)	Valori iscritti a Conto Economico (A+D)
Ricavi di vendita e Altri ricavi e proventi (Rif. Nota 1 e 2 Conto Economico)						
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH) (**)	56	-	-	7	7	63
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	26	1	1	57	56	82
Gestione del rischio cambio su commodity						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH)	-	-	-	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	1	2	1	7	5	6
Margine attività di trading fisico						
- Ricavi da Contratti fisici inclusi nei Portafogli di Trading (***)	1.634	117	62	183	66	1.700
- Consumi da Contratti fisici inclusi nei Portafogli di Trading (***) (&)	(1.609)	(96)	(45)	(170)	(74)	(1.683)
Totale margine attività di trading	25	21	17	13	(8)	17
Totale (A)	108	24	19	84	60	168
Consumi di materie e servizi (Rif. Nota 3 Conto Economico)						
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH)	(29)	(1)	(1)	-	1	(28)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(27)	(1)	(1)	(23)	(22)	(49)
Gestione del rischio cambio su commodity						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH) (*) (**)	(27)	-	-	-	-	(27)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(3)	-	-	(7)	(7)	(10)
Margine attività di trading finanziario						
- Altri ricavi da Derivati inclusi nei Portafogli di Trading (****)	18	53	15	75	22	40
- Consumi da Derivati inclusi nei Portafogli di Trading (****)	(16)	(40)	(8)	(68)	(28)	(44)
Totale margine attività di trading	2	13	7	7	(6)	(4)
Totale (B)	(84)	11	5	(23)	(34)	(118)
TOTALE ISCRITTO NEL MARGINE OPERATIVO LORDO (A+B)	24	35	24	61	26	50
Gestione del rischio su tassi di interesse di cui:						
Proventi finanziari						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH)	-	-	-	-	-	-
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (FVH)	20	22	8	21	(1)	19
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	4	4	4	4	-	4
Totale proventi finanziari (C)	24	26	12	25	(1)	23
Oneri finanziari						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH)	(6)	-	-	-	-	(6)
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (FVH)	(30)	(19)	1	(10)	9	(21)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(4)	(7)	-	(9)	(2)	(6)
Totale oneri finanziari (D)	(40)	(26)	1	(19)	7	(33)
Margine della gestione su tassi di interesse (C+D)=(E)	(16)	-	13	6	6	(10)
Gestione del rischio su tassi di cambio di cui:						
Utili su cambi						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	-	-	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	11	-	-	-	-	11
Totale utili su cambi (F)	11	-	-	-	-	11
Perdite su cambi						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	-	-	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(51)	(1)	(1)	-	1	(50)
Totale perdite su cambi (G)	(51)	(1)	(1)	-	1	(50)
Margine della gestione operazioni su tassi di cambio (F+G)=(H)	(40)	(1)	(1)	-	1	(39)
TOTALE ISCRITTO NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI (E+H) (Rif. Nota 7 Conto Economico)	(56)	(1)	12	6	7	(49)

(*) Comprende la parte efficace inclusa nei "Consumi di materie e servizi" (Nota 3 Conto Economico) alla voce gas metano.

(**) Comprende anche la parte inefficace.

(***) Valori compresi nei "Ricavi di vendita" (Nota 1 Conto Economico) alla voce margine attività di trading.

(****) Valori compresi nei "Consumi di materie e servizi" (Nota 3 Conto Economico) alla voce margine attività di trading.

(&) Comprende anche l'adeguamento a fair value del magazzino di trading, il cui valore al 30 giugno 2011 è negativo per 3 milioni di euro.

Nel seguito sono analizzati i valori iscritti in stato patrimoniale a fronte della valutazione a *fair value* dei contratti derivati e dei contratti fisici in essere al 30 giugno 2011:

(in milioni di euro)	30.06.2011		31.12.2010	
	Crediti	Debiti	Crediti	Debiti
Operazioni su cambi	18	(60)	31	(22)
Operazioni su tassi d'interesse	25	(24)	26	(37)
Operazioni su commodity	510	(266)	304	(147)
Fair value iscritto nelle attività e passività correnti	553	(350)	361	(206)
di cui:				
- iscritti tra i "Crediti e debiti commerciali"	183	(167)	117	(96)
- iscritti tra i "Crediti e debiti diversi"	345	(159)	218	(73)
- iscritti tra le "Attività finanziarie correnti" e "Debiti finanziari correnti"	25	(24)	26	(37)

Con riferimento a tali poste segnaliamo inoltre che, a fronte dei crediti e debiti sopra esposti, si è iscritta a patrimonio netto una riserva di *Cash Flow Hedge* positiva pari a 133 milioni di euro, valore al lordo delle relative imposte differite e anticipate.

Classificazione degli strumenti finanziari

A completamento delle analisi richieste dall'IFRS 7, si riportano le tipologie di strumenti finanziari presenti nelle poste di bilancio, con l'indicazione dei criteri di valutazione applicati e, nel caso di strumenti finanziari valutati a *fair value*, dell'esposizione (conto economico o patrimonio netto). Nell'ultima colonna della tabella è riportato, ove applicabile, il *fair value* al 30 giugno 2011 dello strumento finanziario.

Si ricorda che il gruppo Edison non ha adottato la cd. *fair value option* e, dunque, né i debiti finanziari né i prestiti obbligazionari sono stati adeguati al rispettivo *fair value*.

Tipologia di strumenti finanziari (in milioni di euro)	Criteri applicati nella valutazione in bilancio degli strumenti finanziari										
	Strumenti finanziari valutati a Fair Value				Gerarchia del Fair Value			Strumenti finanziari valutati al costo ammortiz. (B) (d)	Partecipaz. non quotate valutate al costo (C) (e)	Valore di bilancio al 30.06.2011 (A+B+C)	Fair Value al 30.06.2011
	con variazione di Fair Value iscritta a:			Totale Fair Value (A)	(note a, b, c)						
	conto economico (a)	patrimonio netto (b)	(c)		1	2	3	(m)			
ATTIVITÀ											
Partecipazioni disponibili per la vendita, di cui:											
- non quotate	190	-	-	190	-	-	190	-	5	195	n.d.
- quotate	-	-	9	9	-	-	-	-	-	9	9
										204	
Altre attività finanziarie (g) (l)	-	-	-	-	-	-	-	88	-	88	88
Altre attività (l)	-	-	-	-	-	-	-	202	-	202	202
Crediti commerciali (i) (l)	183	-	-	183	11	166	6	2.388	-	2.571	2.571
Crediti diversi (f) (l)	147	198	-	345	6	339	-	411	-	756	756
Attività finanziarie correnti (f) (h) (l)	31	-	-	31	6	25	-	31	-	62	62
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti (l)	-	-	-	-	-	-	-	483	-	483	483
PASSIVITÀ											
Obbligazioni (corrente e non corrente)	-	-	-	-	-	-	-	2.326	-	2.326	2.308
Debiti finanziari (corrente e non corrente) (f) (l)	19	5	-	24	-	24	-	2.143	-	2.167	2.160
Debiti verso fornitori (i) (l)	167	-	-	167	6	157	4	1.886	-	2.053	2.053
Debiti diversi (f) (l)	99	60	-	159	4	151	4	383	-	542	542

(a) Attività e passività finanziarie valutate a fair value con iscrizione delle variazioni di fair value a conto economico.

(b) Derivati di copertura (Cash Flow Hedge).

(c) Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al fair value con utili/perdite iscritti a patrimonio netto.

(d) "Loans & receivables" e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

(e) Attività finanziarie disponibili per la vendita costituite da partecipazioni non quotate per cui il fair value non è misurabile in modo attendibile, sono valutate al costo eventualmente ridotto per perdite di valore.

(f) Include i crediti e i debiti iscritti a fronte della valutazione a fair value di contratti derivati.

(g) Includono per 83 milioni di euro i crediti finanziari riferiti alla quota a lungo termine per l'applicazione dell'IFRIC 4.

(h) Include le partecipazioni di trading.

(i) Include i crediti e debiti iscritti a fronte della valutazione a fair value dei contratti fisici inclusi nei Portafogli di Trading.

(l) Per la componente di tali poste non relativa a contratti derivati o finanziamenti, non è stato calcolato il fair value in quanto il corrispondente valore di carico nella sostanza approssima lo stesso.

(m) Il fair value classificato nel livello 3 è iscritto per 2 milioni di euro nel margine di trading fisico (6 milioni di euro nei ricavi di vendita e 4 milioni di euro nei consumi di materie e servizi), per 3 milioni di euro nei Consumi di materie e servizi e 1 milione di euro (negativo) è sospeso a patrimonio netto.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO E CON PARTI CORRELATE

Vengono di seguito riportati, in coerenza con le relative *policy* di Gruppo, i rapporti economici, patrimoniali e finanziari in essere al 30 giugno 2011 con parti correlate e rilevanti ^(*); tale esposizione peraltro è tale da soddisfare l'informativa richiesta dallo IAS 24. Si tratta di rapporti posti in essere nell'ambito della normale attività di gestione, regolati a condizioni contrattuali stabilite dalle parti in linea con le ordinarie prassi di mercato.

Si segnala che a seguito della comunicazione Consob emanata il 24 settembre 2010 recante le disposizioni in materia di operazioni con parti correlate ai sensi della delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modificazioni, il Consiglio di Amministrazione di Edison Spa ha approvato la Procedura per la disciplina delle Operazioni con Parti Correlate, entrata in vigore il 1° gennaio 2011.

(in milioni di euro)	Parti Correlate					Parti Rilevanti						Totale parti correlate e rilevanti	Totale voce di bilancio	Incidenza %
	Verso società del Gruppo non consolidate	Verso Gruppo controllante	Gruppo EdF	Gruppo A2A	Sub totale	Gruppo IREN	Gruppo SEL	Gruppo Dolomiti Energia	Banca Popolare di Milano	Mediobanca	Sub totale			
Rapporti patrimoniali:														
Partecipazioni	49	-	-	-	49	-	-	-	-	-	-	49	49	100,0%
Crediti commerciali	1	-	62	16	79	5	-	3	-	-	8	87	2.571	3,4%
Crediti diversi	1	88	10	-	99	-	-	-	-	-	-	99	756	13,1%
Debiti verso fornitori	7	-	33	19	59	2	9	-	-	-	11	70	2.053	3,4%
Debiti diversi	-	47	-	4	51	2	2	-	-	-	4	55	542	10,1%
Debiti finanziari correnti	15	-	-	-	15	-	30	-	14	135	179	194	1.030	18,8%
Debiti e altre passività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	10	10	1.137	0,9%
Rapporti economici:														
Ricavi di vendita	17	-	165	43	225	56	-	26	-	-	82	307	5.662	5,4%
Altri ricavi e proventi	-	-	5	3	8	2	-	-	-	-	2	10	313	3,2%
Consumi di materie e servizi	5	-	25	35	65	5	22	-	-	-	27	92	5.353	1,7%
Oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	2	112	1,8%
Impegni e rischi potenziali:														
Garanzie personali prestate	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-	40	40	1.200	3,3%
Garanzie reali prestate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40	40	1.374	2,9%
Altri impegni e rischi	-	-	26	-	26	-	-	-	-	-	-	26	456	5,7%

(*) In proposito si rimanda alla "Corporate Governance 2010".

A) Rapporti infragruppo

I rapporti di Edison Spa con imprese controllate, collegate e controllanti attengono prevalentemente a:

- rapporti commerciali, relativi ad acquisti e cessioni di energia elettrica e gas naturale, certificati verdi e diritti di CO₂;
- rapporti connessi a contratti di prestazione di servizi (tecnici, organizzativi, legali ed amministrativi) effettuati da funzioni centralizzate;
- rapporti di natura finanziaria, rappresentati da finanziamenti e da rapporti di conto corrente accesi nell'ambito della gestione accentrata di tesoreria;
- rapporti intrattenuti nell'ambito del consolidato IVA di gruppo (cd. *pool* IVA);
- rapporti con la controllante nell'ambito del consolidato fiscale ai fini IRES.

Tutti i rapporti in oggetto, con l'eccezione di quelli del *pool* IVA e del consolidato fiscale IRES per i quali valgono le norme di Legge, sono regolati da appositi contratti le cui condizioni sono in linea con quelle di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Consolidato IVA

Edison Spa ha in essere un consolidato IVA di gruppo (cd. *pool* IVA) al quale aderiscono le società del gruppo Edison che presentano i requisiti previsti dalle norme in materia (art.73, terzo comma D.P.R. 633/72). La liquidazione IVA di Gruppo relativa al mese di giugno 2011 presenta un saldo a credito verso l'Erario pari a 5 milioni di euro.

Consolidato fiscale ai fini IRES

A seguito del rinnovo dell'opzione per il consolidato fiscale da parte della controllante Transalpina di Energia Srl per il triennio 2009-2011, Edison Spa e le sue principali controllate provvedono ad effettuare la determinazione dell'IRES in coordinamento con la capogruppo Transalpina di Energia Srl e nell'ambito del consolidato IRES in essere. Appositi accordi regolano i rapporti tra i partecipanti al consolidato.

Si segnala che le società del Gruppo che operano nel settore della ricerca e coltivazione di idrocarburi e della produzione e commercializzazione dell'energia elettrica, sono soggette all'addizionale IRES del 6,5%, per cui ancorché partecipanti al consolidato fiscale IRES, devono liquidare tale addizionale in via autonoma.

B) Rapporti con altre parti correlate e rilevanti

I principali rapporti con altre parti correlate e rilevanti sono riportati in sintesi nel seguito.

1) Operazioni di natura commerciale

Gruppo EdF

Con riferimento ai rapporti intervenuti con il gruppo EdF si segnala quanto segue:

- ricavi di vendita verso Fenice Spa per circa 17 milioni di euro, dovuti principalmente a vendite di gas naturale, e recuperi di costi di manutenzione per circa 5 milioni di euro;
- ricavi per 97 milioni di euro e costi per 25 milioni di euro realizzati verso EDF Trading Ltd nell'ambito di contratti di compravendita *commodity*;
- nel periodo sono state poste in essere operazioni rientranti nell'Attività di Trading che hanno generato verso EDF Trading Ltd ricavi per 220 milioni di euro e costi per 169 milioni di euro; tali valori sono esposti al netto nei ricavi di vendita;
- impegni verso EDF Trading Ltd per un massimo di 26 milioni di euro in ambito EDF Carbon Fund per l'acquisto di CER/ERU.

Gruppo A2A

Con il gruppo A2A sono intervenute le seguenti operazioni:

- ricavi di vendita pari a 41 milioni di euro relativi a contratti in essere per la fornitura di energia elettrica e vapore verso A2A Trading Srl e A2A Calore e Servizi Spa;
- altri ricavi e proventi pari a 3 milioni di euro verso A2A Trading Srl, relativi al recupero di costi sostenuti;
- consumi di materie e servizi pari a 35 milioni di euro di cui 7 milioni di euro per l'acquisto di energia elettrica e 8 milioni di euro relativi al mercato dispacciamento da A2A Trading Srl, 18 milioni di euro per vettoriamento di energia elettrica da A2A Reti Elettriche Spa e circa 2 milioni di euro per acquisti di altre *utilities*;
- nel periodo sono state poste in essere operazioni rientranti nell'Attività di Trading che hanno generato verso A2A Trading Srl ricavi per 46 milioni di euro e costi per 44 milioni di euro; tali valori sono esposti al netto nei ricavi di vendita.

Gruppo IREN

Con il gruppo IREN sono intervenute le seguenti operazioni:

- ricavi di vendita pari a 56 milioni di euro relativi a contratti in essere per la fornitura di energia elettrica e gas metano verso la società Iren Mercato Spa;
- altri ricavi e proventi pari a 2 milioni di euro verso Iren Mercato Spa, relativi al recupero di costi sostenuti;
- consumi di materie e servizi pari a 5 milioni di euro, principalmente per l'acquisto di energia elettrica e altre *utilities*.

Gruppo SEL

Sono stati registrati costi per acquisto di energia elettrica dalla società Sel Power per circa 22 milioni di euro.

Si segnala inoltre che sono iscritti debiti per dividendi deliberati pari a circa 2 milioni di euro.

Gruppo Dolomiti Energia

A fronte di contratti per la fornitura di energia elettrica sono stati registrati ricavi di vendita pari a 26 milioni di euro verso la società Trenta Spa.

Per quanto attiene tutti i rapporti patrimoniali derivanti dalle operazioni sopra esposte si rimanda a quanto riportato nella tabella precedente.

2) Operazioni di natura finanziaria

Tra i rapporti di natura finanziaria segnaliamo le principali operazioni in cui talune parti rilevanti hanno avuto un ruolo significativo:

- Banca Popolare di Milano ha preso parte al finanziamento sindacato originariamente di complessivi 2 miliardi di euro concesso nel gennaio 2007 ad Edipower. Al 30 giugno 2011 la quota pertinente a tale banca è di 32 milioni di euro (di cui 16 milioni di euro in quota Edison), utilizzata per 28 milioni di euro (14 milioni di euro in quota Edison). La stessa banca ha concesso a Edison Spa una linea di credito, a revoca, per un importo complessivo di 70 milioni di euro, utilizzata al 30 giugno 2011 solo per crediti di firma per circa 40 milioni di euro e iscritta per tale importo nelle garanzie personali prestate;
- Mediobanca ha concesso a Edison Spa, nel 2004, un finanziamento pari a 120 milioni di euro sui fondi BEI, parzialmente rimborsato secondo il piano di ammortamento. Al 30 giugno 2011 il debito residuo è di circa 87 milioni di euro. Inoltre Mediobanca figura tra le banche che hanno sottoscritto il 13 giugno 2011 il contratto di finanziamento *senior unsecured* su base *club deal* ad utilizzo rotativo (valore complessivo 700 milioni di euro). La quota pertinente a tale banca è di 58 milioni di euro, utilizzata per circa 8,3 milioni di euro al 30 giugno 2011. La stessa banca ha partecipato al summenzionato prestito sindacato originariamente di complessivi 2 miliardi di euro concesso ad Edipower con una quota che al 30 giugno 2011 ammonta a 110 milioni di euro (55 milioni di euro in quota Edison) ed è utilizzata per 93 milioni di euro (di cui 46,5 milioni di euro in quota Edison). Inoltre la società Gever ha ancora in essere linee di credito per finanziamenti in *pool* pari a circa 4 milioni di euro, utilizzati per circa 3,2 milioni di euro. Infine si segnala che sono presenti operazioni di copertura sul rischio tasso con società del Gruppo.

Si segnala che al 30 giugno 2011 è in essere un finanziamento soci per 30 milioni di euro concesso dalla società SEL Spa alla società consolidata Hydros Srl. Nel corso del periodo è stato inoltre rimborsato il finanziamento, per circa 6 milioni di euro, concesso da Edison Spa alla società collegata EL.I.T.E. Spa.

ALTRE INFORMAZIONI

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Ai sensi della Comunicazione Consob del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293 si segnala che in data 21 luglio 2011 Edison ha siglato con Promgas l'accordo di rinegoziazione del prezzo di fornitura del contratto di approvvigionamento gas di lungo termine proveniente dalla Russia; trattandosi di un *adjusting event*, ai sensi dello IAS 10, i relativi effetti sono stati riflessi nella Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2011 che ne ha beneficiato per 115 milioni di euro a livello di margine operativo lordo.

Transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del primo semestre del 2011 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione Consob del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO IL 30 GIUGNO 2011

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 giugno 2011.

AREA DI CONSOLIDAMENTO

AL 30 GIUGNO 2011

AREA DI CONSOLIDAMENTO AL 30 GIUGNO 2011

Elenco partecipazioni

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo (a)		Quota di partecipazione sul capitale		Titoli posseduti con diritti di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Rapporto di partecipaz. (e)	Note
				30.06.2011	31.12.2010	% (b)	Azionista				

A) Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

A.1) Imprese consolidate con il metodo integrale

Capogruppo

Edison Spa	Milano	EUR	5.291.700.671								
------------	--------	-----	---------------	--	--	--	--	--	--	--	--

Filiera Energia Elettrica

Compagnia Energetica Bellunese CEB Spa (Socio unico)	Milano (I)	EUR	1.200.000	86,12	86,12	100,00	Sistemi di Energia Spa	-	-	CO	(i)
Dolomiti Edison Energy Srl	Trento (I)	EUR	5.000.000	49,00	49,00	49,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Ecofuture Srl (Socio unico)	Milano (I)	EUR	10.200	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Energia Spa (Socio unico) - Attività Energia Elettrica	Milano (I)	EUR	22.000.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Energie Speciali Calabria Spa (Socio unico)	Crotone (I)	EUR	120.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Energie Speciali Sicilia Srl (Socio unico)	Palermo (I)	EUR	20.000	100,00	100,00	100,00	Edison Energie Speciali Spa (Socio unico)	-	-	CO	(i)
Edison Energie Speciali Spa (Socio unico)	Milano (I)	EUR	4.200.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Engineering Sa	Atene (Gr)	EUR	260.001	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Edison Trading Spa (Socio unico)	Milano (I)	EUR	30.000.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Gever Spa	Milano (I)	EUR	10.500.000	51,00	51,00	51,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Hydros Srl - Hydros Gmbh	Bolzano (I)	EUR	30.018.000	40,00	40,00	40,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Jesi Energia Spa	Milano (I)	EUR	5.350.000	70,00	70,00	70,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Parco Eolico San Francesco Srl (Socio unico)	Milano (I)	EUR	100.000	100,00	100,00	100,00	Edison Energie Speciali Spa (Socio unico)	-	-	CO	(i)
Presenzano Energia Srl	Milano (I)	EUR	120.000	90,00	90,00	90,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Sarmato Energia Spa	Milano (I)	EUR	14.420.000	55,00	55,00	55,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Sistemi di Energia Spa	Milano (I)	EUR	10.083.205	86,12	86,12	86,12	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Sondel Dakar Bv	Breda (NL)	EUR	18.200	100,00	100,00	100,00	Edison International Holding Nv	-	-	CO	-
Termica Cologno Srl	Milano (I)	EUR	9.296.220	65,00	65,00	65,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Termica Milazzo Srl	Milano (I)	EUR	23.241.000	60,00	60,00	60,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)

Filiera Idrocarburi

Amg Gas Srl	Palermo (I)	EUR	100.000	80,00	80,00	80,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison D.G. Spa (Socio unico)	Selvazzano Dentro (PD) (I)	EUR	460.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Energia Spa (Socio unico) - Attività Idrocarburi	Milano (I)	EUR	22.000.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Idrocarburi Sicilia Srl (Socio unico)	Ragusa (I)	EUR	10.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison International Spa	Milano (I)	EUR	75.000.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Stoccaggio Spa (Socio unico)	Milano (I)	EUR	81.497.301	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Euroil Exploration Ltd	Londra (Gb)	GBP	9.250.000	100,00	100,00	100,00	Edison International Holding Nv	-	-	CO	-
						0,00	Edison Spa	-	-	-	-

Elenco partecipazioni (segue)

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo (a)		Quota di partecipazione sul capitale		Titoli posseduti con diritti di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Rapporto di partecipaz. (e)	Note
				30.06.2011	31.12.2010	% (b)	Azionista				
Corporate e Altri Settori											
Atema Limited	Dublino 2 (Ir)	EUR	1.500.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Edison Hellas Sa	Atene (Gr)	EUR	263.700	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Edison International Abu Qir Bv	Amsterdam (NL)	EUR	18.000	100,00	100,00	100,00	Edison International Holding Nv	-	-	CO	-
Edison International Exploration & Production Bv	Amsterdam (NL)	EUR	18.000	100,00	100,00	100,00	Edison International Holding Nv	-	-	CO	-
Edison International Finance Abu Qir Bv	Amsterdam (NL)	EUR	18.000	100,00	100,00	100,00	Edison International Holding Nv	-	-	CO	-
Edison International Holding Nv	Amsterdam (NL)	EUR	62.000.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	-
Montedison Srl (Socio unico)	Milano (I)	EUR	2.583.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Nuova Alba Srl (Socio unico)	Milano (I)	EUR	2.016.457	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)

A.2) Imprese consolidate con il metodo proporzionale

Filiera Energia Elettrica											
Edipower Spa	Milano (I)	EUR	1.441.300.000	50,00	50,00	50,00	Edison Spa	-	-	JV	-
Elpedison Power Sa	Marousi Atene (Gr)	EUR	98.198.000	37,89	37,89	75,78	Elpedison Bv	-	-	JV	-
Elpedison Trading Sa	Marousi Atene (Gr)	EUR	1.150.000	50,00	50,00	100,00	Elpedison Bv	-	-	JV	-
Ibiritermo Sa	Ibirite - Estado de Minas Gerais (Br)	BRL	7651.814	50,00	50,00	50,00	Edison Spa	-	-	JV	-
Kinopraxia Thisvi	N. Kiffissia (Gr)	EUR	20.000	65,00	65,00	65,00	Edison Engineering Sa	-	-	JV	(iii)
Parco Eolico Castelnuovo Srl	Castelnuovo di Conza (SA) (I)	EUR	10.200	50,00	50,00	50,00	Edison Energie Speciali Spa (Socio unico)	-	-	JV	-
Sel Edison Spa	Castelbello (BZ) (I)	EUR	84.798.000	42,00	42,00	42,00	Edison Spa	-	-	JV	-
Filiera Idrocarburi											
Abu Qir Petroleum Company	Alexandria (Et)	EGP	20.000	50,00	50,00	50,00	Edison International Spa	-	-	JV	-
Ed-Ina D.o.o.	Zagabria (Hr)	HRK	20.000	50,00	50,00	50,00	Edison International Spa	-	-	JV	-
ICGB AD	Sofia (Bg)	BGL	3.911.660	25,00	-	50,00	IGI Poseidon Sa - Nat. Gas Subm. Interc. Gre-Ita-Poseidon	-	-	JV	-
IGI Poseidon Sa-Nat. Gas Subm. Interc. Gre-Ita-Poseidon	Herakleio Attiki (Gr)	EUR	22.100.000	50,00	50,00	50,00	Edison International Holding Nv	-	-	JV	-
Corporate e Altri Settori											
Elpedison Bv	Amsterdam (NL)	EUR	20.000	50,00	50,00	50,00	Edison International Holding Nv	-	-	JV	-

Elenco partecipazioni (segue)

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo (a) 31.12.2010	Quota di partecipazione sul capitale % (b) Azionista	Titoli posseduti con diritti di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Valore di carico (in milioni di euro) (f)	Rapporto di partecipaz. (e)	Note
Centrale Elettrica Winnebach Soc. Consortile Arl	Terento (BZ) (I)	EUR	100.000	30,00	Hydros Srl - Hydros Gmbh	-	-	-	CL	-
Centrale Prati Società Consortile Arl	Val di Vize (BZ) (I)	EUR	300.000	30,00	Hydros Srl - Hydros Gmbh	-	-	-	CL	-
Consorzio Barchetta	Jesi (AN) (I)	EUR	2.000	50,00	Jesi Energia Spa	-	-	-	CL	-
EL.I.T.E. Spa	Milano (I)	EUR	3.888.500	48,45	Edison Spa	-	-	2,7	CL	-
Energia Senales Srl - Es Srl	Senales (BZ) (I)	EUR	100.000	40,00	Hydros Srl - Hydros Gmbh	-	-	-	CL	-
Eta 3 Spa	Arezzo (I)	EUR	2.000.000	33,01	Edison Spa	-	-	1,2	CL	-
GTI Dakar Ltd	George Town Gran Caiman (Gbc)	EUR	14.686.479	30,00	Sondel Dakar Bv	-	-	-	CL	-
Iniziativa Universitaria 1991 Spa	Varese (I)	EUR	16.120.000	32,26	Montedison Srl (Socio unico)	-	-	4,3	CL	-
Kraftwerke Hinterrhein Ag	Thusis (Ch)	CHF	100.000.000	20,00	Edison Spa	-	-	18,7	CL	-
Soc. Svil. Rea. Gest. Gasdot. Alg-ITA V. Sardeg. Galsi Spa	Milano (I)	EUR	37242.300	20,81	Edison Spa	-	-	18,0	CL	-
Totale partecipazioni in imprese valutate con il metodo del patrimonio netto								46,5		

Elenco partecipazioni (segue)

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo (a) 31.12.2010	Quota di partecipazione sul capitale % (b) Azionista	Titoli posseduti con diritti di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Valore di carico (in milioni di euro) (f)	Rapporto di partecipaz. (e)	Note
Auto Gas Company S.A.E. (In liq.)	Il Cairo (Et)	EGP	1.700.000	30,00	Edison International Spa	-	-	-	CL	-
Cempes Srl (In liq.)	Roma (I)	EUR	15.492	33,33	Nuova C.I.S.A. Spa (In liq.) (Socio unico)	-	-	-	CL	-
Compagnia Elettrica Lombarda Spa (In liq.)	Milano (I)	EUR	408.000	60,00	Sistemi di Energia Spa	-	-	-	CO	-
Coniel Spa (In liq.)	Roma (I)	EUR	1.020	35,25	Edison Spa	-	-	-	CL	-
Groupement Gambogi - Cisa (In liq.)	Dakar (SN)	XAF	1.000.000	50,00	Nuova C.I.S.A. Spa (In liq.) (Socio unico)	-	-	-	CL	-
Inica Soc. de Iniciativas Mineiras e Industriais Sa	Lisbona (P)	PTE	1.000.000	20,00	Edison Spa	-	-	-	CL	-
Nuova C.I.S.A. Spa (In liq.) (Socio unico)	Milano (I)	EUR	1.549.350	100,00	Edison Spa	-	-	2,4	CO	(i)
Nuova I.S.I. Impianti Selez. Inerti Srl (In fallimento)	Vazia (RI) (I)	LIT pari ad EUR	150.000.000 77.468,53	33,33	Montedison Srl (Socio unico)	-	-	-	CL	-
Poggio Mondello Srl (Socio unico)	Palermo (I)	EUR	364.000	100,00	Nuova C.I.S.A. Spa (In liq.) (Socio unico)	-	-	-	CO	(i)
Sistema Permanente di Servizi Spa (In fallimento)	Roma (I)	EUR	154.950	12,60	Edison Spa	-	-	-	TZ	-
Soc. Gen. per Progr. Cons. e Part. Spa (In amm. straord.)	Roma (I)	LIT pari ad EUR	300.000.000 154.937,07	59,33	Edison Spa	-	-	-	CO	-
Sorrentina Scarl (In liq.)	Roma (I)	EUR	46.480	25,00	Nuova C.I.S.A. Spa (In liq.) (Socio unico)	-	-	-	CL	-
Totale partecipazioni in imprese in liquidazione o soggette a restrizioni durevoli								2,4		

Elenco partecipazioni (segue)

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo (a) 31.12.2010	Quota di partecipazione sul capitale % (b) Azionista	Titoli posseduti con diritti di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Valore di carico (in milioni di euro) (f)	Rapporto di partecipaz. (e)	Note
-----------------------	------	--------	------------------	---	---	--	------------------------------------	---	-----------------------------	------

D) Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value

D.1) Trading

Acegas-Aps Spa	Trieste (I)	EUR	283.690.763	1,30	Edison Spa	-	-	3,0	TZ	-
Acsm-Agam Spa	Monza (I)	EUR	76.619.105	1,94	Edison Spa	-	-	1,7	TZ	-
Amsc-American Superconductor	Devens (MA) (Usa)	USD	507.017	0,32	Edison Spa	-	-	1,0	TZ	-

D.2) Disponibili per la vendita

Emittenti Titoli Spa	Milano (I)	EUR	4.264.000	3,89	Edison Spa	-	-	0,2	TZ	-
European Energy Exchange Ag - Eex	Lipsia (D)	EUR	40.050.000	0,76	Edison Spa	-	-	0,7	TZ	-
Istituto Europeo di Oncologia Srl	Milano (I)	EUR	80.579.007	4,28	Edison Spa	-	-	3,5	TZ	-
MB Venture Capital Fund I Participating Comp. E Nv	Amsterdam (NL)	EUR	50.000	7,00	Edison Spa	-	-	-	TZ	-
Prometeo Spa	Osimo (AN) (I)	EUR	2.292.436	17,76	Edison Spa	-	-	0,5	TZ	-
Rashid Petroleum Company - Rashpetco	Il Cairo (ET)	EGP	20.000	10,00	Edison International Spa	-	-	-	TZ	-
RCS Mediagroup Spa	Milano (I)	EUR	762.019.050	1,02	Edison Spa	1,06	1,06	8,9	TZ	-
Syremont Spa	Messina (I)	EUR	1.250.000	24,00	Edison Spa	-	-	-	CL	(ii)
Terminale GNL Adriatico Srl	Milano (I)	EUR	200.000.000	7,30	Edison Spa	-	-	190,4	TZ	-
Altre minori								0,2		
Totale partecipazioni in altre imprese valutate al fair value								210,1		
Totale partecipazioni								259,0		

Note

- (a) La quota consolidata di Gruppo è calcolata tenendo conto delle quote di capitale sociale possedute dalla Capogruppo o da imprese controllate consolidate con il criterio dell'integrazione globale e da imprese a controllo congiunto consolidate con il criterio dell'integrazione proporzionale.
- (b) La quota di partecipazione sul capitale è data dal rapporto tra il valore nominale di tutti i titoli rappresentativi del capitale sociale posseduti direttamente ed il capitale sociale complessivo. Nel calcolo del rapporto il denominatore (capitale sociale complessivo) viene diminuito delle eventuali azioni proprie.
- (c) La percentuale dei titoli posseduti con diritto di voto è data dal rapporto tra il numero totale di titoli rappresentativi del capitale con diritto di voto posseduti direttamente (a prescindere dalla titolarità del diritto di voto) e il capitale con diritto di voto (es. azioni ordinarie e privilegiate). Le percentuali sono indicate solo se differiscono dalla quota di partecipazione sul capitale.
- (d) La percentuale dei diritti di voto esercitabili è data dal rapporto tra il numero dei diritti di voto spettanti in assemblea ordinaria di cui la società partecipante sia direttamente effettivamente titolare, e i diritti di voto complessivi in assemblea ordinaria esistenti. Le percentuali sono indicate solo se differiscono dalla quota di partecipazione sul capitale.
- (e) CO = controllata; JV = joint venture; CL = collegata; TZ = terza.
- (f) Il valore di carico è indicato solo per le imprese valutate al patrimonio netto o al costo, possedute direttamente dalla Capogruppo o da altre imprese consolidate integralmente o proporzionalmente e solo nel caso in cui tale valore sia uguale o superiore al milione di euro.
- (i) Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Edison Spa.
- (ii) Edison ha esercitato il 30/01/2007 l'opzione di vendita della partecipazione rispetto alla quale la controparte si è resa inadempiente.
- (iii) L'entità è una joint venture contrattuale.

I codici delle valute qui utilizzati sono conformi alla International Standard ISO 4217.

BGL lev bulgaro	GBP sterlina inglese
BRL real brasiliano	HRK kuna croata
CHF franco svizzero	PTE escudo portoghese
EGP sterlina egiziana	USD dollaro statunitense
EUR euro	XAF franco centro africano

**BILANCIO SEMESTRALE
ABBREVIATO DELLA
CAPOGRUPPO EDISON SPA
AL 30 GIUGNO 2011**

Conto economico

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	Rif. Nota	1° semestre 2011	1° semestre 2010
5.591	Ricavi di vendita	1	2.851	2.882
368	Altri ricavi e proventi	2	271	139
5.959	Totale ricavi		3.122	3.021
(5.451)	Consumi di materie e servizi (-)	3	(2.954)	(2.726)
(140)	Costo del lavoro (-)	4	(71)	(70)
368	Margine operativo lordo	5	97	225
(404)	Ammortamenti e svalutazioni (-)	6	(182)	(179)
(36)	Risultato operativo		(85)	46
(38)	Proventi (oneri) finanziari netti	7	(53)	(4)
(34)	Proventi (oneri) da partecipazioni	8	35	144
44	Altri proventi (oneri) netti	9	(6)	30
(64)	Risultato prima delle imposte		(109)	216
18	Imposte sul reddito	10	35	(20)
(46)	Risultato netto da attività in esercizio		(74)	196
(40)	Risultato netto da attività in dismissione	11	(22)	-
(86)	Risultato netto del periodo		(96)	196

Altre componenti di conto economico complessivo

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	Rif. Nota	1° semestre 2011	1° semestre 2010
(86)	Risultato netto del periodo		(96)	196
	Altre componenti del risultato complessivo:			
83	- Variazione riserva di cash flow hedge	23	7	10
(2)	- Risultato di partecipazioni disponibili per la vendita	23	1	(2)
(31)	Imposte sul reddito riferite alle altre componenti del risultato complessivo (-)		(3)	(4)
50	Totale altre componenti del risultato complessivo al netto delle imposte		5	4
(36)	Totale risultato netto complessivo del periodo		(91)	200

Stato patrimoniale

30.06.2010	(in milioni di euro)	Rif. Nota	30.06.2011	31.12.2010
ATTIVITÀ				
3.662	Immobilizzazioni materiali	12	3.209	3.269
2	Immobili detenuti per investimento	13	1	1
2.632	Avviamento	14	2.632	2.632
185	Concessioni idrocarburi	15	166	176
19	Altre immobilizzazioni immateriali	16	15	23
2.024	Partecipazioni	17	2.250	2.309
296	Partecipazioni disponibili per la vendita	17	204	292
8	Altre attività finanziarie	18	7	7
-	Crediti per imposte anticipate	19	-	-
91	Altre attività	20	194	99
8.919	Totale attività non correnti		8.678	8.808
162	Rimanenze		166	213
779	Crediti commerciali		1.278	1.243
5	Crediti per imposte correnti		18	19
367	Crediti diversi		587	369
2.680	Attività finanziarie correnti		2.180	2.071
145	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		382	285
4.138	Totale attività correnti	21	4.611	4.200
-	Attività in dismissione	22	151	209
13.057	Totale attività		13.440	13.217
PASSIVITÀ				
5.292	Capitale sociale		5.292	5.292
125	Riserva legale		125	125
603	Altre riserve		652	649
885	Utili (perdite) portati a nuovo		800	884
196	Risultato netto del periodo		(96)	(86)
7.101	Totale patrimonio netto	23	6.773	6.864
29	Trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza	24	26	27
291	Fondo imposte differite	25	263	280
649	Fondi per rischi e oneri	26	651	631
1.695	Obbligazioni	27	1.792	1.791
863	Debiti e altre passività finanziarie	28	1.056	847
22	Altre passività	29	23	22
3.549	Totale passività non correnti		3.811	3.598
781	Obbligazioni		534	528
529	Debiti finanziari correnti		1.143	859
846	Debiti verso fornitori		905	1.182
-	Debiti per imposte correnti		-	-
251	Debiti diversi		260	182
2.407	Totale passività correnti	30	2.842	2.751
-	Passività in dismissione	31	14	4
13.057	Totale passività e patrimonio netto		13.440	13.217

Rendiconto finanziario delle disponibilità liquide

Il presente rendiconto finanziario analizza i flussi di cassa relativi alle disponibilità liquide a breve termine (esigibili entro 3 mesi) del primo semestre 2011 confrontato con quello dell'analogo periodo del 2010.

Esercizio 2010	(in milioni di euro)	Rif. Nota	1° semestre 2011	1° semestre 2010
(46)	Utile (perdita) del periodo di Edison Spa da attività in esercizio		(74)	196
(40)	Utile (perdita) del periodo di Edison Spa da attività in dismissione		(22)	-
(86)	Totale utile (perdita) di Edison Spa		(96)	196
404	Ammortamenti e svalutazioni (incluse attività in dismissione)	6	182	179
4	(Plusvalenze) minusvalenze da realizzo di immobilizzazioni		(6)	1
360	(Rivalutazioni) svalutazioni di immobilizzazioni finanziarie		69	43
(1)	Variazione del trattamento di fine rapporto	23	(1)	2
147	Variazione del capitale circolante operativo		(265)	340
(235)	Variazione di altre attività e passività di esercizio		(191)	(180)
593	A. Flusso monetario da attività d'esercizio da attività continue		(308)	581
(202)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-)	13	(70)	(129)
(656)	Investimenti in immobilizzazioni finanziarie e altre attività finanziarie (-)		(15)	(55)
3	Prezzo di cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali		9	2
8	Prezzo di cessione di immobilizzazioni finanziarie e rimborsi di capitale		89	4
272	Altre attività correnti		(109)	(338)
(575)	B. Flusso monetario da attività di investimento		(96)	(516)
1.100	Accensioni nuovi finanziamenti a medio e lungo termine	27-28	299	500
(1.331)	Rimborsi di finanziamenti a medio e lungo termine (-)	27-28	(15)	(615)
-	Apporti di capitale da società controllanti o da terzi azionisti		-	-
(228)	Dividendi pagati a società controllanti o a terzi azionisti (-)		-	(228)
159	Variazione dei debiti finanziari a breve	19	217	(144)
(300)	C. Flusso monetario da attività di finanziamento		501	(487)
(282)	D. Flusso monetario netto del periodo (A+B+C)		97	(422)
567	E. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio		285	567
285	F. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo (D+E)		382	145

Variazione del patrimonio netto

(in milioni di euro)	Capitale Sociale	Riserva Legale	Altre riserve e utili (perdite) a nuovo	Riserva di altre componenti del risultato complessivo		Risultato netto del periodo	Totale patrimonio netto
				Cash Flow Hedge	Partecipazioni disponibili per la vendita		
Saldi al 31 dicembre 2009	5.292	91	1.294	31	(2)	423	7.129
Destinazione utili esercizio precedente e distribuzione dividendi	-	34	161	-	-	(423)	(228)
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	-	6	(2)	196	200
di cui:							
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	-	6	(2)	-	4
- Risultato netto dal 1° gennaio 2010 al 30 giugno 2010	-	-	-	-	-	196	196
Saldi al 30 giugno 2010	5.292	125	1.455	37	(4)	196	7.101
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	-	45	-	(282)	(237)
di cui:							
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	-	45	-	-	45
- Risultato netto dal 1° luglio 2010 al 31 dicembre 2010	-	-	-	-	-	(282)	(282)
Saldi al 31 dicembre 2010	5.292	125	1.455	82	(4)	(86)	6.864
Destinazione utili esercizio precedente e distribuzione dividendi	-	-	(86)	-	-	86	-
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	-	4	1	(96)	(91)
di cui:							
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	-	4	1	-	5
- Risultato netto dal 1° gennaio 2011 al 30 giugno 2011	-	-	-	-	-	(96)	(96)
Saldi al 30 giugno 2011	5.292	125	1.369	86	(3)	(96)	6.773

NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO DELLA CAPOGRUPPO EDISON SPA AL 30 GIUGNO 2011

Contenuto e forma

Il bilancio semestrale abbreviato della capogruppo Edison Spa al 30 giugno 2011, sottoposto a revisione contabile limitata, è predisposto in conformità agli *International Financial Reporting Standards* - IFRS emessi dall'*International Accounting Standards Board* (IASB), in base al testo pubblicato nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee (G.U.C.E.), e recepisce, in quanto situazione infrannuale, il disposto dello IAS 34 Bilanci Intermedi.

I principi contabili, i criteri e le stime di valutazione adottati sono omogenei con quelli utilizzati in sede di redazione del bilancio separato al 31 dicembre 2010 al quale si rimanda per completezza di trattazione.

Relativamente alle modifiche apportate al testo dei principi contabili internazionali e delle interpretazioni, che sono state pubblicate nella G.U.C.E. nel primo semestre 2011, si rimanda all'apposito paragrafo del "Bilancio consolidato semestrale abbreviato".

Si precisa che tali modifiche hanno avuto impatti marginali sul bilancio semestrale abbreviato di Edison Spa.

Il Consiglio di Amministrazione tenutosi in data 25 luglio 2011 ha autorizzato la pubblicazione del presente bilancio separato.

L'Assemblea degli Azionisti del 26 aprile 2011 ha attribuito l'incarico di revisione del bilancio alla società Deloitte & Touche Spa; l'incarico, ai sensi del Decreto Legislativo del 27 gennaio 2010 n. 39, ha la durata di nove esercizi (2011-2019).

I valori esposti nelle Note illustrative al Bilancio semestrale abbreviato, ove non diversamente specificato, sono in milioni di euro.

NOTE ALLE POSTE DEL CONTO ECONOMICO

L'andamento economico del primo semestre 2011

Il **risultato netto** al 30 giugno 2011 di Edison Spa è negativo per 96 milioni di euro, a fronte di un risultato positivo di 196 milioni di euro realizzato nel primo semestre 2010.

Nel primo semestre 2011 i **ricavi di vendita** si attestano a 2.851 milioni di euro, in flessione del 1,1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (2.882 milioni di euro).

Tale contrazione ha interessato sia il comparto **energia elettrica** sia il comparto **idrocarburi**, in particolare per la diminuzione dei volumi venduti (rispettivamente -4,88% e -5,51%) compensata in parte dall'aumento dei prezzi unitari medi di vendita determinati dallo scenario di riferimento.

Il **marginale operativo lordo** di Edison Spa è pari a 97 milioni di euro, in diminuzione di 128 milioni di euro, rispetto ai 225 milioni di euro registrato nel primo semestre 2010, effetto evidente sia nel comparto energia elettrica sia nel comparto idrocarburi.

In particolare:

- nel **comparto energia elettrica** è pari a 89 milioni di euro, in calo (-27,6%) rispetto ai 123 milioni di euro registrati nel 2010. Su tale risultato hanno inciso essenzialmente la contrazione dei margini del comparto CIP 6/92, in seguito alla risoluzione anticipata nonché alla naturale scadenza di alcune convenzioni e alla contrazione dei margini;
- nel **comparto idrocarburi** è pari a 58 milioni di euro, in diminuzione rispetto al primo semestre 2010 (-93 milioni di euro). Tale risultato risente della temporanea onerosità dei contratti d'importazione a lungo termine di gas naturale. Per quanto attiene tale punto, Edison Spa ha in corso trattative per la rinegoziazione volte a ripristinare i margini di redditività operativa e, in tal senso, il primo semestre 2011 è positivamente influenzato dalla positiva conclusione della rinegoziazione del contratto d'importazione di gas naturale a lungo termine di provenienza russa e norvegese.

Oltre alla dinamica dei margini industriali summenzionati, sul risultato di periodo hanno inciso, rispetto al primo semestre 2010, i seguenti fattori:

- gli **oneri finanziari netti**, pari a 53 milioni di euro, in aumento di 49 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010 (4 milioni di euro) in particolare per le maggiori perdite nette su cambi dovute ai risultati negativi registrati su operazioni in derivati a copertura degli acquisti di gas naturale;
- i **proventi netti su partecipazioni**, che a fine periodo ammontano a 35 milioni di euro, includono per 98 milioni di euro i proventi rivenienti dai dividendi percepiti e per 70 milioni di euro dalle svalutazioni di alcune società partecipate a seguito dell'adeguamento del relativo valore di carico per perdite di valore. Si segnala che la cessione del 2,703% del Terminale GNL Adriatico ha generato una plusvalenza pari a 5 milioni di euro;
- gli **altri oneri netti** pari a 6 milioni di euro; in diminuzione di 36 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010 (30 milioni di euro di proventi netti), e sono sostanzialmente relativi a oneri legali;
- le **imposte sul reddito**, positive per 35 milioni di euro contro i negativi 20 milioni di euro del primo semestre 2010, risentono del negativo andamento industriale descritto nei punti precedenti.

1. Ricavi di vendita

Sono pari a 2.851 milioni di euro e registrano una diminuzione del 1,1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (2.882 milioni di euro). Nella tabella che segue è riportato il dettaglio relativo ai ricavi di vendita realizzati sostanzialmente sul mercato italiano:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Vendite di:				
- energia elettrica	991	1.079	(88)	(8,2%)
- gas metano	1.699	1.659	40	2,4%
- vapore	45	45	-	n.s.
- olio	79	57	22	38,6%
- altro	1	1	-	n.s.
Ricavi di vendita di beni	2.815	2.841	(26)	(0,9%)
Prestazioni di servizi per conto terzi	24	33	(9)	(27,3%)
Ricavi per manutenzione centrali	6	5	1	20,0%
Ricavi per vettoriamiento	1	1	-	n.s.
Ricavi per prestazioni di servizio	31	39	(8)	(20,5%)
Margine da attività di trading	5	2	3	n.s.
Totale ricavi di vendita	2.851	2.882	(31)	(1,1%)
di cui per comparto:				
Energia elettrica	1.052	1.142	(90)	(7,9%)
Idrocarburi	1.788	1.728	60	3,5%
Corporate	11	12	(1)	(8,3%)
Totale	2.851	2.882	(31)	(1,1%)

I **ricavi di vendita** del **comparto energia elettrica** del primo semestre 2011 si attestano a 1.052 milioni di euro, in flessione (-7,9%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, in particolare per la diminuzione dei volumi venduti a cui si è contrapposto un rialzo dei prezzi medi di vendita trainati dallo scenario di riferimento.

Per quanto attiene il **comparto idrocarburi**, i ricavi di vendita ammontano a 1.788 milioni di euro, in aumento (+3,5%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, determinato sia per il gas sia per l'olio dall'effetto combinato della ripresa dei prezzi medi di vendita, sostenuti da un consistente rialzo delle quotazioni del *brent*, e del decremento dei volumi venduti. Si segnala in particolare la *performance* dell'olio combustibile (+24 milioni di euro) in virtù del buon andamento dei prezzi che ha più che compensato la naturale *depletion* dei giacimenti.

2. Altri ricavi e proventi

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Derivati su commodity	137	70	67	95,7%
Sopravvenienze attive	86	16	70	n.s.
Indennizzi assicurativi	11	17	(6)	(35,3%)
Altro	37	36	1	2,8%
Totale altri ricavi e proventi	271	139	132	95,0%

La posta dei **derivati su commodity**, da analizzare congiuntamente con il costo incluso nella voce Consumi di materie e servizi (incrementato da 17 milioni di euro a 71 milioni di euro), riguarda

essenzialmente i risultati delle coperture su *brent* e cambi poste in essere con la finalità di mitigare il rischio di oscillazione prezzi degli acquisti di gas naturale.

La voce **sopravvenienze attive** comprende per 64 milioni di euro gli effetti riferiti alla rinegoziazione di un contratto di approvvigionamento di gas naturale e per 10 milioni di euro relativi a un riconoscimento di minori oneri CO₂.

3. Consumi di materie e servizi

Sono pari a 2.954 milioni di euro, in aumento del 8,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (2.726 milioni di euro) per effetto delle dinamiche dei prezzi e dei volumi commentati alla voce "Ricavi di vendita". La seguente tabella ne illustra la composizione:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
- Gas metano	2.067	1.932	135	7,0%
- Gas altoforno, recupero, coke	221	163	58	35,6%
- Certificati verdi	18	18	-	0,0%
- Olio e combustibile	3	6	(3)	(50,0%)
- Diritti di emissione CO ₂	18	30	(12)	(40,0%)
- Acqua industriale demineralizzata	19	17	2	11,8%
- Energia elettrica	4	4	-	0,0%
- Utilities e altri materiali	34	30	4	13,3%
Totale	2.384	2.200	184	8,4%
- Vettoriamento di energia elettrica e gas	261	256	5	2,0%
- Variazione delle rimanenze	46	56	(10)	(17,9%)
- Manutenzione impianti	51	44	7	15,9%
- Prestazioni professionali	36	36	-	-
- Derivati su commodity	71	17	54	n.s.
- Altri	105	117	(12)	(10,4%)
Totale consumi di materie e servizi	2.954	2.726	228	8,4%
di cui per comparto:				
Energia elettrica	400	353	47	13,3%
Idrocarburi	2.505	2.320	185	8,0%
Corporate	49	53	(4)	(7,5%)
Totale	2.954	2.726	228	8,4%

L'incremento del valore della voce **gas metano**, rispetto al primo semestre del 2010, è dovuta alla ripresa dei prezzi d'acquisto del gas naturale solo in parte compensata dalla riduzione dei volumi unitamente agli effetti positivi delle rinegoziazioni dei contratti per la fornitura di gas naturale norvegese e russo. La voce include inoltre per 27 milioni di euro gli effetti negativi relativi alla parte efficace dei derivati di copertura del rischio cambio su *commodity* (positivi per 18 milioni di euro il precedente semestre).

Per quanto riguarda i costi di acquisto dei **diritti di emissione CO₂**, la diminuzione pari a 12 milioni di euro si riferisce alla minore quantità necessaria alla copertura del fabbisogno (deficit) e ad un minor prezzo medio di approvvigionamento. L'onere per **certificati verdi** risulta allineato a quello del primo semestre 2010, a seguito dell'effetto combinato di un incremento di fabbisogno a fronte di una diminuzione del prezzo medio di acquisto.

Margine attività di Trading

La tabella sottostante illustra i risultati delle attività di trading di gas inclusi nei ricavi di vendita, derivanti dalla negoziazione delle operazioni relative ai contratti fisici su *commodity* energetiche inclusi nei Portafogli di Trading:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Ricavi di vendita	90	14	76	n.s.
Consumi di materie e servizi	(85)	(12)	(73)	n.s.
Totale margine attività di trading	5	2	3	n.s.

Il contributo più significativo a tale margine (circa il 90%) è stato apportato dall'attività di trading svolta sul mercato italiano del gas.

4. Costo del lavoro

Il costo del lavoro ammonta a 71 milioni di euro sostanzialmente in linea rispetto al primo semestre del 2010. Il numero dei dipendenti al 31 dicembre 2010 era di 1.740 unità, registrando pertanto una diminuzione di 16 unità al 30 giugno 2011.

(in milioni di euro)	1° semestre 2011			1° semestre 2010			Variazioni			
	Costo del lavoro	Numero dipendenti fine periodo	Numero dipendenti medio	Costo del lavoro	Numero dipendenti fine periodo	Numero dipendenti medio	Costo del lavoro	%	Numero dipendenti fine periodo	%
Totale	71	1.724	1.726	70	1.750	1.740	1	n.s.	(14)	(0,8%)

5. Margine operativo lordo

Il **margine operativo lordo** è pari a 97 milioni di euro, in diminuzione di 128 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010.

La seguente tabella evidenzia la suddivisione per comparto:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	% sui ricavi di vendita	1° semestre 2010	% sui ricavi di vendita	Variazione %
Energia elettrica	89	8,5%	123	10,8%	(27,6%)
Idrocarburi	58	3,2%	151	8,7%	(61,6%)
Corporate	(50)	n.s.	(49)	n.s.	2,0%
Totale per comparto	97	3,4%	225	7,8%	n.s.

Per quanto riguarda le *performance*:

- il margine operativo lordo del **comparto energia elettrica**, è positivo per 89 milioni di euro, contro un risultato di 123 milioni di euro dello stesso periodo dell'anno precedente, e pertanto in calo del -27,6%. Su tale risultato ha influito negativamente la minore redditività del comparto CIP 6/92, dovuta alla risoluzione anticipata e scadenza di alcune convenzioni, la contrazione dei margini unitari di vendita, la leggera flessione delle produzioni solo in parte compensata da un incremento dei prezzi di riferimento.

Le produzioni nette di energia elettrica si attestano a 12.989 GWh, in diminuzione di 666 GWh rispetto al primo semestre 2010 (-4,88%), riferibile in particolare alla produzione del comparto CIP 6/92.

- il margine operativo lordo del **comparto idrocarburi**, è pari a 58 milioni di euro, contro un risultato di 151 milioni di euro dello stesso periodo dell'anno precedente. Nel periodo prosegue la contrazione dei margini unitari di vendita, essenzialmente a causa delle attuali condizioni di acquisto dei principali contratti di approvvigionamento del gas naturale a lungo termine, solo in parte

compensati dagli effetti positivi della conclusione della rinegoziazione del contratto di acquisto di gas naturale a lungo termine russo e norvegese.

I volumi di gas, pari nel semestre a 7.718 milioni di metri cubi, scendono del 5,5%. In particolare tra le fonti si riducono sia gli acquisti domestici (-22,6%) sia le importazioni via gasdotti (-9%) previste dai contratti di lungo termine. In leggera crescita (+11%) l'import di gas liquefatto di provenienza qatarina, rigassificato presso il Terminale LNG di Rovigo.

I minori acquisti descritti riflettono le minori vendite del periodo: si riducono in particolare le vendite per usi civili (-36%) e le vendite per usi termoelettrici (-5%) parzialmente compensate dall'aumento delle vendite ad altri operatori grossisti e al PSV.

Con riferimento alle attività di *exploration & production* prosegue la positiva *performance* a seguito della decisa ripresa del prezzo della *commodity*, nonostante la produzione di olio grezzo sia risultata pari a 1.082 migliaia di barili, contro i 1.180 migliaia di barili del primo semestre 2010, essenzialmente a seguito del fisiologico declino dei giacimenti.

Si segnala, tra l'altro, che il comparto idrocarburi include l'effetto positivo netto di 41 milioni di euro (72 milioni di euro nel primo semestre 2010) degli strumenti derivati di copertura cambi e *commodity*.

Inoltre, il margine del comparto beneficia di alcuni indennizzi assicurativi per circa 10 milioni di euro relativi ad interventi di ripristini di sinistri occorsi in anni precedenti su alcuni impianti di produzione degli idrocarburi.

6. Ammortamenti e svalutazioni

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni	Variazioni %
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	146	166	(20)	(12,0%)
Ammortamenti concessioni idrocarburi	9	9	-	-
Ammortamento altre immobilizzazioni immateriali	5	4	1	25,0%
Svalutazione di immobilizzazioni materiali	22	-	22	n.s.
Ripristino di valore di immobilizzazioni materiali	-	-	-	n.s.
Totale ammortamenti e svalutazioni	182	179	3	1,7%
di cui per comparto:				
Energia elettrica	147	142	5	3,5%
Idrocarburi	29	32	(3)	(9,4%)
Corporate	6	5	1	20,0%
Totale	182	179	3	1,7%

In particolare si segnala che:

- nel comparto **energia elettrica**:
 - gli **ammortamenti** per 125 milioni di euro sono in diminuzione di 17 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011, essenzialmente a seguito degli effetti della rivisitazione della vita utile di talune centrali idroelettriche, del termine di alcune convenzioni CIP 6/92 oltre che delle svalutazioni effettuate al 31 dicembre 2010;
 - le **svalutazioni** ammontano a 22 milioni di euro. Per un'analisi di dettaglio degli effetti legati alle svalutazioni, si rimanda al successivo paragrafo "*Impairment test* ai sensi dello IAS 36" (nota 17).
- nel comparto **idrocarburi** gli ammortamenti pari a 29 milioni di euro in diminuzione di 3 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, ed è riferita ai profili di estrazione dei giacimenti di idrocarburi. Sempre nel comparto idrocarburi si segnalano costi di esplorazione per 1 milione di euro.

7. Proventi e oneri finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti** ammontano a 53 milioni di euro, in aumento di 49 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010 (4 milioni di euro). Tale incremento è imputabile:

- alle maggiori perdite nette su cambi dovute ai risultati negativi registrati su operazioni in derivati a copertura degli acquisti di gas naturale in valuta che hanno più che compensato gli utili netti di natura commerciale;
- all'aumento medio dell'indebitamento finanziario netto parzialmente compensato dalla variazione del costo complessivo del denaro;

La seguente tabella ne illustra la composizione raffrontata con quello dello stesso periodo del 2010:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione
Proventi finanziari			
Proventi finanziari su contratti derivati di natura finanziaria	22	41	(19)
Proventi finanziari verso società del Gruppo	26	39	(13)
Altri proventi finanziari	4	2	2
Totale proventi finanziari	52	82	(30)
Oneri finanziari			
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	(28)	(63)	35
Oneri finanziari su contratti derivati di natura finanziaria	(26)	(20)	(6)
Oneri finanziari verso società del Gruppo	(6)	(1)	(5)
Interessi passivi verso banche	(8)	(11)	3
Commissioni bancarie	(3)	(2)	(1)
Oneri finanziari per decommissioning	(7)	(7)	-
Altri oneri finanziari	(8)	(5)	(3)
Totale oneri finanziari	(86)	(109)	23
Utili/(perdite) su cambi			
Utili su cambi	59	62	(3)
Perdite su cambi	(78)	(39)	(39)
Totale utili/(perdite) su cambi	(19)	23	(42)
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(53)	(4)	(49)

8. Proventi e oneri da partecipazioni

Il saldo positivo della voce è pari a 35 milioni di euro, in diminuzione rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, in particolare per la diminuzione dei dividendi da società controllate.

La seguente tabella ne illustra il dettaglio:

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazione
Proventi da partecipazioni			
Dividendi	98	188	(90)
Plusvalenza da cessione	7	-	7
Totale proventi da partecipazioni	105	188	(83)
Oneri da partecipazioni			
Svalutazioni di partecipazioni	(68)	(43)	(25)
Svalutazione titoli di trading	(2)	(1)	(1)
Totale oneri da partecipazioni	(70)	(44)	(26)
Totale proventi/(oneri) da partecipazioni	35	144	(109)

Nei **dividendi** si segnalano in particolare quelli relativi a Termica Milazzo (32 milioni di euro), Edipower (21 milioni di euro) e Edison Stocaggio (15 milioni di euro) ed il residuo da parte di altre società

controllate e collegate, mentre le **svalutazioni** riflettono l'adeguamento del valore di carico di alcune società controllate, tra cui Edison International Spa, Sarmato Energia e Edison International Holding, anche a seguito dei risultati degli *impairment test* condotti sugli *asset* delle stesse.

In particolare tra le partecipazioni disponibili per la vendita si segnala per 6 milioni di euro la rettifica di valore della partecipazione in Terminale GNL Adriatico Srl per l'adeguamento al *fair value* del valore della stessa.

9. Altri proventi e oneri netti

Figurano in bilancio con un valore netto negativo di 6 milioni di euro, in diminuzione di 36 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, e rappresentano poste non direttamente correlate alla gestione industriale *core business* e aventi natura non ricorrente, riconducibili in particolare:

- a **proventi** per 1 milione di euro, riferiti essenzialmente all'esaurirsi del rischio derivante da un fondo rischi e oneri accantonato in esercizi precedenti;
- a **oneri** per 7 milioni di euro, connessi in particolare ad alcune transazioni effettuate nel periodo, all'accantonamento di un fondo rischi di natura fiscale e al sostenimento di oneri per lo più riconducibili a operazioni straordinarie di esercizi precedenti.

10. Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito risultano positive di 35 milioni di euro, e presentano un decremento di 55 milioni di euro rispetto ai 20 milioni di euro del primo semestre 2010 a seguito della contrazione dei margini industriali come evidenziato nei paragrafi precedenti.

(in milioni di euro)	1° semestre 2011	1° semestre 2010	Variazioni
Imposte correnti	(10)	41	(51)
Imposte differite/(anticipate) nette	(20)	(15)	(5)
Imposte esercizi precedenti	(5)	(6)	1
Totale	(35)	20	(55)

Le **imposte correnti** sono costituite per 12 milioni di euro dal provento conseguente alla remunerazione delle perdite fiscali IRES apportate dalla società al consolidato fiscale nazionale in capo alla controllante Transalpina di Energia Srl e per 2 milioni di euro dall'IRAP.

Le **imposte differite/(anticipate)** comprendono l'iscrizione del *tax asset* sulla perdita fiscale del periodo per la parte non remunerata dal consolidato fiscale e per la parte relativa all'addizionale del 6,5%, cosiddetta Robin Tax, per 3 milioni di euro. Mentre l'utilizzo delle imposte differite iscritte in sede di transizione agli IFRS per l'utilizzo del *fair value* quale costo stimato delle immobilizzazioni, ammonta a 23 milioni di euro.

Le **imposte esercizi precedenti** rappresentano un provento di 5 milioni di euro derivante da alcune agevolazioni previste dalla Tremonti-ter non di cui non si era potuto tener conto nel precedente esercizio.

11. Risultato da attività in dismissione

Il risultato negativo di 22 milioni di euro comprende:

- per 15 milioni di euro la svalutazione di alcune centrali termoelettriche effettuata al fine di allineare il valore netto contabile al presumibile valore di realizzo a seguito degli accordi contrattuali sottoscritti nel mese di giugno 2011;
- per 7 milioni di euro alla sentenza del Consiglio di Stato del 31 maggio 2011 a seguito della quale sono stati disconosciuti a Edison Spa alcuni benefici tariffari riferiti ad una centrale termoelettrica dismessa in anni precedenti.

Per un'analisi di dettaglio dell'operazione si rimanda a quanto commentato al capitolo Informazioni relative all'IFRS 5 (Disposal Group).

NOTE ALLE POSTE DELLO STATO PATRIMONIALE

Attività

12. Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali, costituite dai beni strumentali alla produzione, ammontano a 3.209 milioni di euro e registrano rispetto al 31 dicembre 2010 una diminuzione di 60 milioni di euro in conseguenza del valore degli ammortamenti eccedenti il valore degli investimenti e delle svalutazioni effettuate di alcune centrali termoelettriche. La seguente tabella ne illustra le principali variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Valori iniziali al 31.12.2010 (A)	455	2.677	3	4	130	3.269
Variazioni al 30 giugno 2011:						
- acquisizioni	-	27	-	1	38	66
- alienazioni (-)	(2)	(8)	-	-	-	(10)
- ammortamenti (-)	(10)	(135)	-	(1)	-	(146)
- revisione decommissioning	-	5	-	-	-	5
- altri movimenti	-	11	-	-	(11)	-
- riclassifica ad attività in dismissione	3	22	-	-	-	25
Totale variazioni (B)	(9)	(78)	-	-	27	(60)
Valori al 30.06.2011 (A+B)	446	2.599	3	4	157	3.209

Di seguito i principali movimenti del periodo:

- le **acquisizioni**, pari a 66 milioni di euro, riguardano per:
 - 34 milioni di euro il **comparto elettrico** principalmente per il *repowering* di alcuni gruppi di centrali idroelettriche e termoelettriche;
 - 31 milioni di euro il **comparto idrocarburi** per lo sviluppo di alcuni campi;
- le **alienazioni** si riferiscono principalmente a beni riferiti a una concessione idrocarburi per la quale è variata la percentuale di cointeressenza a favore dell'operatore principale;
- gli **ammortamenti**, pari a 146 milioni di euro, sono in diminuzione di 20 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente;
- la voce **revisione decommissioning** è inerente maggiori costi di ripristino siti di alcune centrali termoelettriche;

Per i **beni in locazione finanziaria**, iscritti con la metodologia dello IAS 17 *revised*, il valore del residuo debito finanziario, pari a 27 milioni di euro, è esposto per 25 milioni di euro tra i Debiti e altre passività finanziarie e per 2 milioni di euro tra i Debiti finanziari correnti.

13. Immobili detenuti per investimento

Il valore degli immobili detenuti per investimento, riferiti a terreni e fabbricati non strumentali alla produzione, è pari a 1 milione di euro e risulta invariato rispetto al 31 dicembre 2010.

14. Avviamento

È pari a 2.632 milioni di euro, invariato rispetto al 31 dicembre 2010. Il valore residuo rappresenta un'attività immateriale con vita utile indefinita e, pertanto, non soggetta ad ammortamento sistematico ma assoggettata ad *impairment test* su base annuale. Il valore di tale avviamento riflette, sotto il profilo metodologico, i criteri di attribuzione per filiera già indicati nell'ambito della definizione delle *cash generating unit* del "Bilancio consolidato".

15. Concessioni idrocarburi

Le concessioni per la coltivazione di idrocarburi rappresentate da 47 titoli minerari in Italia per lo sfruttamento di giacimenti di idrocarburi, ammontano a 166 milioni di euro e registrano, rispetto al 31 dicembre 2010, un decremento di 10 milioni di euro essenzialmente a seguito dell'ammortamento del periodo.

16. Altre immobilizzazioni immateriali

Il valore di 15 milioni di euro comprende principalmente per 14 milioni di euro brevetti, licenze e diritti simili, essenzialmente riferibili a licenze software e per 1 milione euro a immobilizzazioni in corso.

Con riferimento ai costi di esplorazione, si segnala che nel periodo sono stati sostenuti e interamente ammortizzati costi per 1 milione di euro; peraltro nel periodo non si sono evidenziate capitalizzazioni da successi esplorativi e conseguenti passaggi in sviluppo.

Impairment test degli asset ai sensi dello IAS 36

Come descritto nell'omologo paragrafo del Bilancio consolidato semestrale abbreviato, conformemente allo IAS 36 nel corso del primo semestre 2011 il Gruppo ha condotto un aggiornamento delle analisi di *impairment test* delle singole *Cash Generating Unit* (CGU) laddove sono stati rilevati specifici *impairment indicators* tali da influire sul valore recuperabile.

Per la determinazione del valore recuperabile, in continuità con le stime di fine anno, si è fatto ricorso al valore d'uso stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa operativi al lordo delle imposte, coerenti con le relative vite utili, tenendo altresì in considerazione, se del caso, un valore finale (*terminal value*).

Tali flussi, basati sulle migliori stime effettuate dal *Top Management*, sono i medesimi utilizzati per l'*impairment test* di fine 2010, eventualmente aggiornati laddove sono stati riscontrati specifici *triggers*. Anche i tassi di attualizzazione sono coerenti con quelli utilizzati per l'*impairment test* di fine 2010, eventualmente aumentati laddove il rischio paese risulti apprezzabile in linea differenziale rispetto all'Italia. Con specifico riferimento ad alcune centrali termoelettriche, le svalutazioni sono principalmente riconducibili all'insorgere di *impairment indicators* a seguito della sottoscrizione di un contratto di cessione di un nucleo di impianti che ha inciso per 37 milioni di euro. Coerentemente con la classificazione di tali *asset* fra i *Disposal Group* il valore di 15 milioni di euro è stato iscritto nel "Risultato netto da attività in dismissione".

17. Partecipazioni e Partecipazioni disponibili per la vendita

Si riferiscono per 2.250 milioni di euro a Partecipazioni in società controllate e collegate, di cui 1.115 milioni di euro verso controllate e 1.135 milioni di euro verso collegate e a controllo congiunto, mentre per 204 milioni di euro a "partecipazioni disponibili per la vendita", di cui 190 milioni di euro riferite alla partecipazione del 7,297% nel capitale del Terminale GNL Adriatico Srl, società che detiene il rigassificatore *off-shore* al largo di Porto Viro (RO). La seguente tabella ne illustra le variazioni del periodo in esame:

(in milioni di euro)	Partecipazioni	Partecipazioni disponibili per la vendita	Totale
Valori iniziali al 31.12.2010 (A)	2.309	292	2.601
Variazioni al 30 giugno 2011:			
- alienazioni (-)	(1)	(73)	(74)
- variazioni del capitale e riserve	15	-	15
- rimborso capitale sociale e riserve	-	(9)	(9)
- riv. (+)/sval. (-) a conto economico	(61)	(7)	(68)
- riv. (+)/sval. (-) a patrimonio netto	-	1	1
- altri movimenti (-)	(12)	-	(12)
Totale variazioni (B)	(59)	(88)	(147)
Valori al 30.06.2011 (A+B)	2.250	204	2.454

Fra le principali variazioni si segnalano:

- le **alienazioni** comprendono in particolare la partecipazione nel Terminale GNL Adriatico Srl, infatti nel corso del primo semestre 2011 Edison Spa ha esercitato il *tag along* in base al quale la società ha trasferito il 2,703% della partecipazione per un controvalore di 78 milioni di euro con una plusvalenza di 5 milioni di euro;
- le **variazioni del capitale e delle riserve** si riferiscono all'aumento di capitale effettuato alla controllata Edison International Holding NV per 15 milioni di euro;
- il **rimborso capitale sociale e riserve** è riferito nella sua totalità ai versamenti di capitale effettuato dalla società Terminale GNL Adriatico Srl;
- per quanto riguarda le **svalutazioni a conto economico** si tratta di adeguamenti del valore di carico di alcune partecipate. In particolare si segnala tra le **partecipazioni disponibili per la vendita** la valutazione della società Terminale GNL Adriatico per la quale si tiene conto sia della durata del contratto di rigassificazione in essere con Edison sia del decrescere nel tempo del patrimonio netto spettante a Edison in conseguenza dei rimborsi di capitale e/o riserve percepiti. Tale criterio è ritenuto approssimativo del *fair value*, in quanto una valutazione basata su criteri di mercato non è praticabile per l'unicità del rigassificatore e per le condizioni contrattuali del servizio di rigassificazione usufruito da Edison Spa;
- negli **altri movimenti** è ricompresa la liquidazione della controllata Selm Holding Sa il cui attivo netto, confluito in Edison Spa, è costituito essenzialmente dalla quota di partecipazione di circa il 7% detenuta in Edison International Spa.

18. Altre attività finanziarie

Il valore netto è pari a 7 milioni di euro, in linea rispetto al 31 dicembre 2010, include crediti finanziari con esigibilità superiore ai 12 mesi e titoli immobilizzati; il valore di bilancio è essenzialmente riconducibile ad un credito vantato verso la controllata Gever.

19. Crediti per imposte anticipate

Come per i periodi precedenti, ricorrendone i requisiti previsti dallo IAS 12, tale posta è stata compensata con il fondo imposte differite, cui si rimanda per il relativo commento.

20. Altre attività

Sono pari a 194 milioni di euro, in aumento di 95 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 (99 milioni di euro), e includono per 185 milioni di euro (91 milioni di euro a fine 2010) anticipi corrisposti in ambito dei contratti di acquisto di gas naturale di lungo termine, relativamente ai volumi non ritirati per i quali è maturato in capo a Edison Spa l'obbligo di pagamento (clausole di *take or pay*). Si segnala che al 30 giugno 2011 sono stati riclassificati tra i crediti a breve termine anticipi per 42 milioni di euro. Per tutti tali volumi è prevista la recuperabilità nell'arco della durata residua dei contratti.

21. Attività Correnti

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Rimanenze	166	213	(47)
Crediti commerciali	1.278	1.243	35
Crediti per imposte correnti	18	19	(1)
Crediti diversi	587	369	218
Attività finanziarie correnti	2.180	2.071	109
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	382	285	97
Totale attività correnti	4.611	4.200	411

Nel seguito sono analizzati i valori delle singole voci, raffrontandole con quelle al 31 dicembre 2010:

- le **rimanenze**, ammontano a 166 milioni di euro, in diminuzione essenzialmente per effetto della

variazione dello stoccaggio di gas. Sono costituite sostanzialmente da rimanenze di idrocarburi (148 milioni di euro) e da materiali ed apparecchi diretti alla manutenzione e all'esercizio degli impianti in funzione (18 milioni di euro);

- i **crediti commerciali**, pari a 1.278 milioni di euro, si riferiscono, in particolare, a contratti di somministrazione di energia elettrica e vapore, a contratti di fornitura di gas naturale e a cessioni di gas. Nella seguente tabella sono dettagliati per comparto di attività:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Energia elettrica	728	592	136
Idrocarburi	550	651	(101)
Totale crediti commerciali	1.278	1.243	35
di cui verso:			
- terzi	597	599	(2)
- società controllate e collegate	681	644	37
di cui fondo svalutazione crediti	31	36	(5)

I crediti commerciali verso società controllate e collegate riguardano in particolare quelli verso Edison Trading per 587 milioni di euro ed Edison Energia per 68 milioni di euro.

Si segnala che, come già nell'esercizio precedente, nel corso del periodo sono state effettuate cessioni di credito "pro-soluto" a titolo definitivo su base *revolving* mensile e trimestrale e *spot* in applicazione della *policy* che prevede il controllo e la riduzione dei rischi crediti mediante tali operazioni. Il controvalore complessivo delle cessioni è pari a 1.168 milioni di euro (1.585 milioni di euro al 31 dicembre 2010), e al 30 giugno 2011 non esistono crediti ceduti assoggettati al rischio di *recourse*;

- i **crediti per imposte correnti**, pari a 18 milioni di euro, si riferiscono all'eccedenza IRES, per 12 milioni di euro, e IRAP, per 6 milioni di euro, versata nel 2010 rispetto alle imposte correnti;
- i **crediti diversi**, ammontano a 587 milioni di euro, al netto del fondo svalutazione pari a 21 milioni di euro, e risultano in aumento di 218 milioni di euro rispetto a dicembre 2010. Tale posta comprende per 270 milioni di euro crediti da valutazione di contratti derivati, e per 42 milioni di euro anticipi corrisposti in ambito dei contratti di acquisto di gas naturale di lungo termine (*take or pay*);
- le **attività finanziarie correnti**, presentano un valore di 2.180 milioni di euro, in incremento rispetto al 31 dicembre 2010, e sono così costituite:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Partecipazioni di trading	6	8	(2)
Crediti finanziari	2.149	2.037	112
Strumenti derivati	25	26	(1)
Totale attività finanziarie correnti	2.180	2.071	109

Con particolare riferimento ai **crediti finanziari** si segnala che si riferiscono a rapporti di natura finanziaria verso società controllate e collegate, e rappresentano i saldi dei conti correnti infragruppo e dei finanziamenti intrattenuti con tali società, tra cui per 1.155 milioni di euro quello verso Edison International Spa, per 387 milioni di euro verso Edison Energia Spa e per 265 milioni di euro verso Edison Energie Speciali.

- le **disponibilità liquide e mezzi equivalenti** presentano un valore di 382 milioni di euro e sono costituite da depositi bancari e postali e disponibilità a breve termine.

22. Attività in dismissione

Ammontano a 151 milioni di euro e si riferiscono per 147 milioni di euro a due centrali termoelettriche; per un'analisi di dettaglio delle operazioni si rimanda a quanto commentato al capitolo "Informazioni relative all'IFRS 5 (*Disposal Group*)".

Passività

23. Patrimonio netto

Il patrimonio netto di Edison ammonta a 6.773 milioni di euro, in diminuzione di 91 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. La variazione è riferibile in particolare alla perdita di periodo pari a 96 milioni di euro al netto della variazione positiva per 4 milioni di euro della riserva su operazioni di *Cash Flow Hedge*.

Si segnala che la voce **Altre riserve** comprende essenzialmente quella derivante dall'adeguamento al *fair value* come costo stimato delle immobilizzazioni in sede di transizione agli IFRS per 467 milioni di euro.

Il capitale sociale suddiviso in azioni del valore nominale unitario di 1 euro, tutte con godimento regolare, è così composto:

Categoria di azioni	Numero di azioni	Milioni di euro
Ordinarie	5.181.108.251	5.181
Risparmio	110.592.420	111
Totale		5.292

Nel seguito si riporta la variazione della riserva di *Cash Flow Hedge* correlata all'applicazione degli IAS 32 e 39 in tema di contratti derivati, riferibili alla sospensione a patrimonio netto del *fair value* dei contratti derivati stipulati per la copertura del rischio prezzi e cambi delle *commodity* energetiche e dei tassi d'interesse.

Riserva su operazioni di Cash Flow Hedge

(in milioni di euro)	Riserva lorda	Imposte differite	Riserva netta
Valore iniziale al 31.12.2010	132	(50)	82
Variazione del periodo	7	(3)	4
Valore al 30.06.2011	139	(53)	86

Per quanto riguarda la variazione della riserva relativa alle partecipazioni disponibili per la vendita, totalmente riferibile a RCS Mediagroup Spa, si evidenziano i seguenti movimenti:

Riserva su partecipazioni disponibili per la vendita

(in milioni di euro)	Riserva lorda	Imposte differite	Riserva netta
Valore iniziale al 31.12.2010	(4)	-	(4)
Variazione del periodo	1	-	1
Valore al 30.06.2011	(3)	-	(3)

24. Trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza

La voce pari a 26 milioni di euro, sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2010, riflette le indennità di fine rapporto e altri benefici maturati a fine periodo a favore del personale dipendente. La valutazione ai fini dello IAS 19 è stata eseguita solo per la passività relativa al TFR maturato rimasto in azienda. La seguente tabella ne illustra le variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	
Valori iniziali al 31.12.2010 (A)	27
Variazioni al 30 giugno 2011:	
- Utilizzi (-)	(2)
- (Utili) perdite da attualizzazione (+/-)	-
- Oneri finanziari (+)	1
- Altri movimenti	-
Totale variazioni (B)	(1)
Totale al 30.06.2011 (A+B)	26

25. Fondi per imposte differite

Il valore di 263 milioni di euro (280 milioni di euro al 31 dicembre 2010), rappresenta principalmente la fiscalità differita inerente l'applicazione, in sede di transizione agli IFRS, del *fair value* quale costo stimato delle immobilizzazioni.

Nel seguito si riporta la composizione in base alla natura delle differenze temporanee, tenuto conto che ricorrendone i requisiti previsti dallo IAS 12, tale posta è stata compensata con i crediti per imposte anticipate.

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Fondi per imposte differite:			
- Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	217	236	(19)
- Applicazione del principio del leasing finanziario (IAS 17)	27	28	(1)
- Applicazione del principio sugli strumenti finanziari (IAS 39) di cui:			
- a conto economico	-	-	-
- a patrimonio netto	53	50	3
- Altre imposte differite	1	-	1
Totale fondi per imposte differite (A)	298	314	(16)
Crediti per imposte anticipate portate a compensazione:			
- Fondi rischi tassati	31	32	(1)
- Tax asset su perdite incorso di formazione	3	-	3
- Altre imposte anticipate	1	2	(1)
Totale crediti per imposte anticipate (B)	35	34	1
Totale fondi per imposte differite (A-B)	263	280	(17)

26. Fondi per rischi e oneri

La consistenza dei fondi rischi e oneri destinati alla copertura delle passività potenziali è pari a 651 milioni di euro, in aumento di 20 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010, quale effetto delle seguenti variazioni:

(in milioni di euro)	31.12.2010	Accantonamenti	Utilizzi	Altri movimenti	30.06.2011
- Contenzioso fiscale	55	5	(2)	-	58
- Vertenze, liti e atti negoziali	138	2	(1)	-	139
- Oneri per garanzie contrattuali su cessioni di part.ri	59	-	-	-	59
- Fondi di smantellamento e ripristino siti	306	7	-	5	318
- Rischi di natura ambientale	38	-	(1)	-	37
- Fondo quote emissioni CO ₂ e Certificati verdi	1	6	(1)	-	6
- Altri rischi e oneri	34	1	(1)	-	34
Totale al 30.06.2011	631	21	(6)	5	651

Si segnala in particolare che:

- gli **accantonamenti**, pari a 21 milioni di euro, si riferiscono in particolare agli oneri finanziari su fondi di smantellamento e ripristino siti (7 milioni di euro), all'adeguamento per interessi legali e fiscali di alcuni fondi (3 milioni di euro) e infine all'accantonamento a fronte di alcuni rischi di natura ambientale, legale e fiscale (11 milioni di euro);
- gli **utilizzi**, pari a 6 milioni di euro, sono riferibili principalmente ad oneri per vertenze negoziali (1 milione di euro a quote), a certificati verdi (1 milione di euro) e a altri rischi (4 milioni di euro).
- gli **altri movimenti** si riferiscono all'incremento del *decommissioning* che trova quale contropartita un corrispondente aumento delle immobilizzazioni materiali.

Per quanto attiene ai contenuti che hanno comportato l'attuale composizione dei fondi rischi, si rimanda a quanto commentato al paragrafo "Stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso al 30 giugno 2011" riportato nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

27. Obbligazioni

Il saldo di 1.792 milioni di euro è relativo alle quote non correnti dei prestiti obbligazionari, valutati al costo ammortizzato. Per la variazione intervenuta nel periodo si rimanda alla sezione "Indebitamento finanziario netto".

La tabella che segue riepiloga il debito in essere alla data del 30 giugno 2011, fornendo l'indicazione del valore del *fair value* di ogni singolo prestito obbligazionario:

(in milioni di euro)		Valore di bilancio								
Quotazione	Valuta	Valore nominale in circolazione	Cedola	Tasso	Scadenza	Quota non corrente	Quota corrente	Totale	Fair value	
Euro Medium Term Notes:										
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	500	Trimestrale posticipata	1,932%	19.07.2011	-	502	502	500
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	700	Annuale posticipata	4,250%	22.07.2014	698	36	734	716
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	500	Annuale posticipata	3,250%	17.03.2015	498	3	501	499
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	600	Annuale posticipata	3,875%	10.11.2017	596	(7)	589	593
Totale			2.300				1.792	534	2.326	2.308

Si segnala che la valutazione a costo ammortizzato delle emissioni di marzo 2011 e luglio 2010, su una cui quota sono stati stipulati derivati a copertura del rischio di variazione del *fair value* per effetto dell'oscillazione dei tassi d'interesse, è stata rettificata in applicazione dell'*hedge accounting* per tener conto della variazione del rischio coperto.

28. Debiti e altre passività finanziarie

La composizione di tali debiti è rappresentata nella seguente tabella:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Debiti verso banche	1.031	821	210
Debiti verso altri finanziatori	25	26	(1)
Totale al 30.06.2011	1.056	847	209

I debiti verso altri finanziatori si riferiscono al leasing finanziario relativo ad una nave del comparto idrocarburi.

Si segnala che nel mese di giugno Edison Spa ha sottoscritto con un *pool* di banche, capofila Banca IMI, un nuovo *club deal* per un ammontare nominale pari a 700 milioni di euro scadente nel dicembre 2012. Tale finanziamento, regolato al tasso di euribor più uno *spread* di 100 bps, è stato utilizzato al 30 giugno 2011 per nominali 100 milioni di euro.

Nella sezione Indebitamento finanziario netto è analizzata la variazione intervenuta nel periodo.

29. Altre passività

Pari a 23 milioni di euro, rappresentati dalla sospensione della plusvalenza realizzata a fronte della cessione, avvenuta nel 2008, del 51% della partecipazione in Dolomiti Edison Energy a fronte dell'esistenza di accordi di *put* e *call* esercitabili dalle parti, si incrementano per 1 milione di euro a fronte dell'avvenuta revisione del prezzo di cessione.

30. Passività correnti

Pari a 2.842 milioni di euro, la seguente tabella ne illustra la composizione:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Obbligazioni	534	528	6
Debiti finanziari correnti	1.143	859	284
Debiti verso fornitori	905	1.182	(277)
Debiti per imposte correnti	-	-	-
Debiti diversi	260	181	79
Totale passività correnti	2.842	2.750	92

Si segnala in particolare che:

- le **obbligazioni**, pari a 534 milioni di euro, rappresentano il valore del prestito scadente il prossimo 19 luglio 2011 (500 milioni di euro) e il valore delle cedole in corso di maturazione al 30 giugno 2011. Si segnala che per il rimborso del prestito obbligazionario, in data 19 luglio 2011, è stata utilizzata per ulteriori 400 milioni di euro la nuova linea di credito su base *club deal* sottoscritta nel mese di giugno 2011;
- i **debiti finanziari correnti**, pari a 1.143 milioni di euro, in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2010, comprendono:
 - per 900 milioni di euro, debiti verso società controllate e collegate, di cui 790 milioni di euro verso Edison Trading Spa;
 - per 139 milioni di euro debiti verso banche;
 - per 86 milioni di euro, debiti verso società di factor;
 - per 15 milioni di euro gli effetti derivanti dalla valutazione a *fair value* di strumenti derivati su tassi d'interesse e cambi;
- i **debiti verso fornitori**, pari a 905 milioni di euro, sono in aumento rispetto al 31 dicembre 2010. La seguente tabella ne illustra la composizione per comparto:

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Energia elettrica	299	300	(1)
Idrocarburi	586	437	149
Corporate	20	22	(2)
Totale	905	759	146

Sono principalmente inerenti agli acquisti di energia elettrica, gas ed altre *utilities* e a prestazioni ricevute nell'ambito degli interventi di manutenzione degli impianti.

Da segnalare inoltre che nella posta sono compresi il *fair value* sui contratti fisici su *commodity* energetiche inclusi nel Portafogli di Trading per 5 milioni di euro.

- i **debiti diversi**, sono pari a 260 milioni di euro, in aumento rispetto al 31 dicembre 2010 comprendono per 86 milioni di euro quelli relativi alla valutazione di strumenti derivati.

31. Passività in dismissione

Ammontano a 14 milioni di euro e si riferiscono per 11 milioni a rischi connessi ad una centrale termoelettrica ceduta, come dettagliatamente descritto nel paragrafo Informazioni relative all'IFRS 5 (*Disposal group*).

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2011 è pari a 1.965 milioni di euro in aumento di 295 milioni di euro rispetto ai 1.670 milioni di euro rilevati al 31 dicembre 2010. In particolare sul flusso monetario da attività d'esercizio ha inciso l'effetto combinato dei seguenti principali fattori:

in positivo:

- per 33 milioni di euro l'incasso dei dividendi dalle società controllate;

in negativo:

- per 150 milioni di euro l'effetto negativo della variazione del capitale circolante operativo;
- per 18 milioni di euro il margine operativo lordo;
- per 70 milioni di euro dagli investimenti in immobilizzazioni.

(in milioni di euro)	Rif. Nota Stato Patrimoniale	30.06.2011	31.12.2010	Variazioni
Indebitamento a medio e lungo termine				
Obbligazioni - parte non corrente	27	1.792	1.791	1
Finanziamenti bancari non correnti	28	1.032	821	211
Debiti verso altri finanziatori non correnti in dismissione	28	-	1	(1)
Debiti verso altri finanziatori non correnti	28	25	26	(1)
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine		2.849	2.639	210
Indebitamento a breve termine				
Obbligazioni - parte corrente	30	534	528	6
Debiti finanziari correnti	30	1.143	859	284
Debiti finanziari correnti in dismissione	30	1	-	1
Attività finanziarie correnti	21	(2.180)	(2.071)	(109)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	(382)	(285)	(97)
Indebitamento finanziario netto a breve termine		(884)	(969)	85
Totale indebitamento finanziario netto		1.965	1.670	295

Le principali operazioni che hanno avuto impatti significativi nella variazione della composizione dell'indebitamento finanziario, effettuate nel corso del primo semestre 2011 riguardano i **finanziamenti bancari non correnti**, che si incrementano per effetto dell'utilizzo per 200 milioni di euro della linea di credito *committed* relativa al finanziamento sindacato stand-by di 1.500 milioni di euro, nonché del *club deal* sottoscritto a giugno per nominali 700 milioni di euro e utilizzato al 30 giugno 2011 per 100 milioni di euro.

INFORMAZIONI RELATIVE ALL'IFRS 5 (DISPOSAL GROUP)

1) Centrali termoelettriche di Taranto

A seguito del *termsheet* del dicembre 2010, Edison ha sottoscritto il 23 giugno 2011 l'accordo per la dismissione del ramo d'azienda costituito dalla centrali termoelettriche di Taranto (CET 2 e CET 3). Come descritto nel bilancio 2010, l'operazione si perfezionerà tramite la cessione di una *newco* appositamente costituita in cui verranno preliminarmente conferiti i rami d'azienda relativi alle due centrali.

L'operazione, il cui valore complessivo è pari a circa 162,5 milioni di euro soggetto ad aggiustamenti in relazione alle *performance* tecniche e al *timing* di cessione, è condizionata all'approvazione delle Autorità Antitrust competenti.

Pur non costituendo un segmento d'attività, i beni oggetto di dismissione vengono considerati *Disposal Group* ai sensi dell'IFRS 5, pertanto vengono evidenziate in apposite linee dello stato patrimoniale le sole attività e passività relative, senza operare alcuna riclassifica nelle poste del conto economico. Nel seguito sono riportate le informazioni di natura patrimoniale relative al *Disposal Group*:

Stato Patrimoniale (in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010
Attività non correnti	133	195
Attività correnti	14	14
Totale attività	147	209
Patrimonio netto	144	205
Passività non correnti	2	3
Passività correnti	1	1
Totale passività e Patrimonio netto	147	209

(*) Al netto di una svalutazione di 37 milioni di euro iscritta nel conto economico alla voce "Risultato netto da attività in dismissione".

La riduzione dei valori delle attività non correnti attiene alla quota di ammortamento del periodo nonché ad una svalutazione delle immobilizzazioni materiali pari a 37 milioni di euro effettuata per recepire talune modifiche contrattuali e il previsto timing di cessione. Tale svalutazione, coerentemente con il recepimento degli effetti economici prospettici, è stata ripartita per 22 milioni di euro alla voce Ammortamenti e svalutazioni e per 15 milioni di euro alla voce Risultato netto da attività in dismissione.

2) Centrale termoelettrica ceduta in anni precedenti

In seguito alla sentenza del Consiglio di Stato del 31 maggio 2011, in base alla quale sono stati disconosciuti a Edison benefici tariffari, relativi ad una centrale termoelettrica ceduta nel 2008 operante in regime di cogenerazione, di competenza di anni precedenti (2000-2006), sono stati iscritti, tra le passività in dismissione, un fondo per rischi e oneri (11 milioni di euro) e, tra le attività in dismissione, i relativi effetti fiscali (4 milioni di euro).

IMPEGNI E RISCHI POTENZIALI

(in milioni di euro)	30.06.2011	31.12.2010	Variazione
Garanzie personali prestate	1.191	1.371	(180)
Garanzie reali prestate	1.153	1.155	(2)
Altri impegni e rischi	178	288	(110)
Totale	2.522	2.814	(292)

Il valore delle **garanzie personali prestate** pari a 1.191 milioni di euro, è determinato sulla base dell'ammontare potenziale dell'impegno non attualizzato alla data di bilancio.

Fra le garanzie personali prestate si evidenzia:

- per 53 milioni di euro, le garanzie rilasciate da Edison Spa a favore dell'Agenzia delle Entrate di Milano nell'interesse di società controllate per la compensazione del credito IVA;
- per 50 milioni di euro, in relazione al contratto di *tolling* e di "*power purchasing agreement*", Edison è responsabile delle obbligazioni commerciali assunte dalla controllata Edison Trading nei confronti di Edipower;
- per il residuo trattasi essenzialmente di garanzie rilasciate dalla capogruppo nell'interesse proprio, di società controllate e collegate per adempimenti di natura contrattuale.

Le **garanzie reali** prestate, il cui valore risulta pari a 1.153 milioni di euro in diminuzione di 2 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010, rappresentano il valore alla data di bilancio del bene o del diritto dato a garanzia. Comprendono garanzie reali per debiti iscritti in bilancio, tra cui il pegno sulle azioni Edipower (1.066 milioni di euro), costituite a favore di un *pool* di banche a fronte del finanziamento concesso, e ulteriori garanzie reali che si riferiscono essenzialmente a privilegi connessi a finanziamenti erogati (58 milioni di euro).

Gli **altri impegni e rischi** sono pari a 178 milioni di euro e comprendono essenzialmente gli impegni assunti per il completamento degli investimenti in corso.

A commento di tale posta si segnala inoltre che:

- in relazione all'approvvigionamento di certificati di CO₂, Certified Emission Reduction (CERs)/Emission Reduction Unit (ERUs), per il periodo 2008-2012 risultano sottoscritti da Edison Spa, per un impegno massimo di 51 milioni di euro, i seguenti contratti:
 - Emission Reductions Purchase Agreement (ERPA) per l'acquisto di CERs in Cina entro il 2013, pari a un impegno di 21 milioni di euro;
 - Management Agreement con EDF Trading (EDF Carbon Fund) per l'acquisto a prezzo fisso di CERs e ERUs entro il 2013, pari a un impegno di 26 milioni di euro;
 - Purchasing and Management Agreement con Natsource Asset Management Europe (Nat-CAP) per l'acquisto di CER e ERU entro il 2013, pari a un impegno di 4 milioni di euro.
- con riferimento ai contratti di importazione di gas naturale regolati dalle clausole di *take or pay*, a fine periodo risultano iscritti tra le altre attività 227 milioni di euro, mentre gli impegni iscritti al 31 dicembre 2010 per un valore di 140 milioni di euro risultano completamente azzerati in quanto interamente liquidati.
- per quanto riguarda il comparto energia elettrica, si segnala che Edison ha concesso:
 - a Cartiere Burgo Spa una *call option* sul 51% di Gever Spa esercitabile alla scadenza del contratto di somministrazione di energia elettrica e vapore da Gever stessa a Cartiere Burgo (entro il 2017), a un prezzo pari al pro-quota di patrimonio netto contabile della società ovvero 13 milioni di euro;
 - a Petrobras un'opzione a comprare la partecipazione detenuta in Ibiritermo esercitabile nel 2022;
- per 16 milioni di euro l'obbligazione assunta da Edison Spa in relazione a società dismesse in precedenti esercizi.

Impegni e rischi non valorizzati

I principali impegni e rischi non riflessi in quanto sopra esposto sono evidenziati nel seguito.

1) Nel **comparto idrocarburi**, sono in essere contratti di lungo termine per le importazioni di idrocarburi da Russia, Libia, Norvegia, Algeria e Qatar per una fornitura complessiva di 15,8 miliardi di mc/anno. Tali contratti hanno una durata compresa tra 1 e 23 anni.

Con particolare riferimento al contratto di importazione del gas proveniente dalla Libia attraverso il gasdotto *Green Stream*, si segnala che a partire dal 22 febbraio 2011 tale fornitura si è interrotta a seguito delle note vicende internazionali.

La seguente tabella fornisce il dettaglio temporale delle forniture del gas naturale in base ai ritiri minimi contrattuali:

	U.M.	entro 1 anno	da 2 a 5 anni	oltre 5 anni	Totale
Gas naturale	Miliardi di mc	14,0	67,4	163,8	245,2

2) Con riferimento alla partecipazione Terminale GNL Adriatico Srl, società di rigassificazione del gas naturale di cui Edison Spa possiede circa il 7,3% del capitale, gli accordi con i soci prevedono:

- l'obbligo in capo a Edison di non trasferire la propria quota, che è scaduto alla data del 1° luglio 2011;
- il diritto per gli altri azionisti la quota di Edison nel caso la stessa interrompa il contratto di fornitura con RasGas, a un valore pari alla somma dei versamenti in conto capitale effettuati fino alla data dell'esercizio dell'opzione.

Grazie al contratto di rigassificazione in essere Edison beneficia dell'80% della capacità di rigassificazione del terminale per un periodo di 25 anni; la stima della *fee* annuale per la rigassificazione è di circa 100 milioni. Relativamente alla quota da pagare per la rigassificazione, il rischio di Edison è limitato alle seguenti situazioni:

- per causa di forza maggiore relativamente alla catena (*upstream* e *midstream*) del Terminale GNL Adriatico, Edison ha il diritto di recedere dal contratto di rigassificazione corrispondendo un ammontare che non ecceda la quota di rigassificazione dovuta per tre anni;
- per causa di forza maggiore del Terminale GNL Adriatico, Edison non è più tenuta a corrispondere la quota di rigassificazione e può chiudere il contratto di rigassificazione dopo 36 mesi senza effettuare alcun pagamento;
- in caso di guasto del terminale e non dovuto a cause di forza maggiore, Edison non corrisponderà alcuna quota di rigassificazione.

Inoltre Edison riceverà per i danni subiti un'indennità dal fornitore RasGas, che comprende anche la quota di rigassificazione, secondo le circostanze previste dal contratto.

3) Nel **comparto energia elettrica**, si evidenzia che, in conseguenza della cessione del 51% di Dolomiti Edison Energy Srl a terzi, gli accordi stipulati con la controparte prevedono un'opzione *call* a favore di Edison esercitabile esclusivamente nel caso in cui entro il 31 marzo 2018 non vi sarà la proroga della concessione idroelettrica esercitata dalla società.

Infine si segnala che nell'ambito degli accordi che legano i partecipanti al Patto di Sindacato di Blocco e Consultazione di RCS Mediagroup, nel caso in cui sia promossa un'offerta pubblica di acquisto, il Partecipante che si sia avvalso della facoltà di recesso, sarà obbligato a vendere le azioni sindacate agli altri partecipanti. Gli acquirenti hanno il diritto, ma non l'obbligo, di acquistare le azioni in proporzione alla percentuale di azioni apportate al Patto.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DELLA CAPOGRUPPO

Per quanto riguarda le *policy* e le procedure per la gestione dei rischi ai quali Edison Spa è soggetta, nonché la metodologia di valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati, si rimanda alle note contenute nei corrispondenti paragrafi del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

In questa sede si ricorda che la capogruppo Edison Spa è soggetta ai seguenti rischi:

- **prezzo delle commodity e tasso di cambio connesso all'attività in commodity.** La società è soggetta al rischio di oscillazione dei prezzi di tutte le *commodity* energetiche trattate (energia elettrica, gas naturale, carbone, prodotti petroliferi, titoli ambientali) poiché questi influiscono sui ricavi e costi delle attività di produzione e compravendita.

Con riferimento ai contratti derivati della capogruppo in essere al 30 giugno 2011, il massimo scostamento negativo atteso di *fair value* sull'orizzonte temporale dell'esercizio in corso, con una probabilità del 97,5% e rispetto al *fair value* determinato al 30 giugno 2011, risulta pari a 106,8 milioni di euro (81,8 milioni di euro al 30 giugno 2010), come rappresentato nella tabella che segue:

(in milioni di euro)	30.06.2011		31.12.2010		30.06.2010	
	Livello di probabilità	Scostamento negativo atteso di fair value	Livello di probabilità	Scostamento negativo atteso di fair value	Livello di probabilità	Scostamento negativo atteso di fair value
Totale	97,5%	106,8	97,5%	178,5	97,5%	81,8

L'incremento rispetto al livello misurato al 30 giugno 2010 è attribuibile essenzialmente ad un significativo aumento della volatilità dei mercati finanziari su cui vengono effettuate le operazioni di copertura sia relativamente al cambio che ai prodotti petroliferi, con dei volumi negoziati sostanzialmente invariati rispetto al primo semestre 2010;

- **tasso di cambio.** Il rischio di tasso di cambio deriva dal fatto che le attività di Edison Spa sono parzialmente condotte in valute diverse dall'euro o sono legate alle variazioni di tasso di cambio attraverso formule di indicizzazione. Ricavi e costi denominati in valuta possono essere influenzati dalle fluttuazioni del tasso di cambio con impatto sui margini commerciali (rischio economico), così come i debiti e i crediti commerciali e finanziari denominati in valuta possono essere impattati dai tassi di conversione utilizzati, con effetto sul risultato economico (rischio transattivo);
- **tasso d'interesse.** Edison Spa, esposta alle fluttuazioni del tasso d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento, valuta regolarmente la propria esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse e la gestisce attraverso l'utilizzo di strumenti derivati di copertura, in parte qualificati come tali ai sensi dello IAS 39 (*Cash Flow Hedge* e *Fair Value Hedge*), in parte secondo una prospettiva di *Economic Hedge*. Il tasso di interesse cui il Gruppo è maggiormente esposto è l'*Euribor*.

La tabella che segue indica la ripartizione dell'indebitamento finanziario lordo tra componente a tasso fisso e a tasso variabile includendo anche le operazioni di copertura.

Indebitamento Finanziario Lordo (in milioni di euro)	30.06.2011			31.12.2010		
	senza derivati	con derivati	% con derivati	senza derivati	con derivati	% con derivati
- a tasso fisso (inclusa la struttura con cap)	1.828	1.003	22%	1.829	1.004	25%
- a tasso variabile	2.698	3.523	78%	2.222	3.047	75%
Totale indebitamento finanziario lordo (*)	4.526	4.526	100%	4.051	4.051	100%

(*) Per la composizione dell'indebitamento finanziario lordo si veda il successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

La strategia perseguita da Edison Spa negli ultimi due esercizi è di detenere strumenti finanziari di lungo termine a tasso fisso con operazioni in derivati; tale articolazione consente di beneficiare nel breve del minor costo del tasso variabile rispetto al costo del tasso fisso con un risparmio in oneri finanziari e, nel contempo, di cautelarsi da possibili futuri incrementi dei tassi d'interesse.

Si segnala che nel corso del semestre non sono state poste in essere operazioni finanziarie che hanno comportato una variazione significativa dell'esposizione del Gruppo al rischio di tasso d'interesse.

Di seguito si riporta una *sensitivity analysis* che illustra gli effetti determinati, rispettivamente sul conto economico e sul patrimonio netto, da un'ipotetica traslazione delle curve di +50 o di -50 *basis point* rispetto ai tassi effettivamente applicati nel corso dell'esercizio 2011, confrontata con i corrispondenti dati comparativi del 2010:

Sensitivity analysis	1° semestre 2011			30.06.2011		
(in milioni di euro)	effetto sugli oneri finanziari (C.E.)			effetto sulla riserva di Cash Flow Hedge (P.N.)		
	+50 bps	base	-50 bps	+50 bps	base	-50 bps
Totale	48.0	39.6	27.6	-	-	-

Sensitivity analysis	1° semestre 2010			31.12.2010		
(in milioni di euro)	effetto sugli oneri finanziari (C.E.)			effetto sulla riserva di Cash Flow Hedge (P.N.)		
	+50 bps	base	-50 bps	+50 bps	base	-50 bps
Totale	62.1	50.1	52.0	-	-	-

- **credito.** Tale rischio di credito rappresenta l'esposizione di Edison Spa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti sia commerciali che finanziarie;
- **liquidità.** Il rischio di liquidità rappresentata dal rischio che le risorse finanziarie non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. La tabella che segue rappresenta il *worst case scenario*, mostrando le uscite di cassa nominali future riferite alle passività, comprensive, oltre alla quota capitale ed ai ratei maturati, anche di tutti gli interessi futuri, stimati per l'intera durata del debito sottostante, tenendo altresì conto dei contratti derivati sui tassi di interesse.

Worst case scenario	30.06.2011			31.12.2010		
(in milioni di euro)	da 1 a 3 mesi	oltre 3 mesi e fino a 1 anno	oltre 1 anno	da 1 a 3 mesi	oltre 3 mesi e fino a 1 anno	oltre 1 anno
Obbligazioni	532	40	2.076	18	558	2.094
Debiti e altre passività finanziarie	32	123	1.096	7	20	902
Debiti verso fornitori	814	91	-	1.138	44	-
Totale	1.378	254	3.172	1.163	622	2.996
Garanzie personali prestate a terzi (*)	281	545	366	569	334	468

(*) Tali garanzie, essenzialmente di natura commerciale collegate all'attività caratteristica, sono state indicate in base alla residua scadenza contrattuale. Per un'analisi al dettaglio di tali garanzie si rimanda al paragrafo "Impegni e rischi potenziali".

L'obiettivo strategico di Edison Spa è di minimizzare l'impatto delle scadenze del debito finanziario attraverso il mantenimento di linee di credito disponibili e di liquidità, il tempestivo avvio delle negoziazioni sui finanziamenti in corso di maturazione nonché l'emissione di prestiti obbligazionari.

Al 30 giugno 2011, l'indebitamento finanziario, in scadenza entro il prossimo trimestre, risulta essere pari a 564 milioni di euro, secondo quanto evidenziato nella precedente tabella, ed è composto principalmente dal prestito obbligazionario da nominali 500 milioni di euro da rimborsare il prossimo 19 luglio. In previsione di tale impegno, Edison Spa ha sottoscritto a giugno un nuovo contratto di

finanziamento, *Senior Unsecured*, nella forma di una linea di credito ad utilizzo rotativo per 700 milioni di euro concessa da un gruppo di banche nazionali ed internazionali su base *Club Deal*. Tale linea, utilizzata al 30 giugno 2011 per 100 milioni di euro, ha una durata massima di 18 mesi meno un giorno, e pertanto il debito corrispondente è inserito nelle scadenze oltre l'anno.

Quanto ai Debiti e altre passività finanziarie in scadenza oltre i 3 mesi ed entro giugno 2012, pari a 123 milioni di euro, si tratta sostanzialmente di rate di finanziamenti o di interessi in scadenza, tra cui il finanziamento sottoscritto nel 2004 con Mediobanca per circa 87 milioni di euro. A tal proposito, si noti che Edison Spa dispone, oltre alle disponibilità liquide di 382 milioni di euro, di linee di credito *committed* non utilizzate per 1.250 milioni di euro riconducibili al finanziamento sindacato *stand-by* di 1.500 milioni di euro con scadenza 2013, utilizzato per 850 milioni di euro al 30 giugno 2011 e al nuovo finanziamento di 700 milioni di euro, appena menzionato e utilizzato per 100 milioni al 30 giugno 2011.

I Debiti e altre passività finanziarie con scadenza oltre l'anno aumentano di 194 milioni di euro rispetto alla situazione al 31 dicembre 2010, essenzialmente per il maggior ricorso ai due finanziamenti in capo ad Edison Spa di 1.500 milioni di euro e 700 milioni di euro in parte compensato dalle riclassifiche a breve termine di alcuni finanziamenti;

- **default e covenants sul debito.** Edison ha in essere quattro prestiti obbligazionari (*Euro Medium Term Notes*) per complessivi nominali 2.300 milioni di euro, contratti di finanziamento non sindacati per complessivi 885 milioni di euro e contratti di finanziamento sindacati per complessivi 1.500 milioni di euro, di cui 1.250 milioni di euro non utilizzati al 30 giugno 2011, riconducibili sia alla linea di credito sindacata di 1.500 milioni di euro sia alla nuova linea su base *club deal* di 700 milioni di euro sottoscritta a giugno 2011.

Sia i contratti di finanziamento bancario, sia il programma di emissione obbligazionaria (EMTN), in linea con la prassi internazionale per operazioni analoghe, prevedono in generale il diritto della banca finanziatrice/dell'obbligazionista di chiedere il rimborso del proprio credito risolvendo anticipatamente il rapporto con il debitore in tutti i casi in cui quest'ultimo sia dichiarato insolvente e/o sia oggetto di procedure concorsuali (quali l'amministrazione controllata o il concordato preventivo), oppure abbia avviato una procedura di liquidazione o un'altra procedura con simili effetti. In particolare, i regolamenti che disciplinano i prestiti obbligazionari, come avviene normalmente sul mercato, contengono una serie di clausole tipiche la cui violazione comporta il sorgere in capo all'emittente dell'obbligo di immediato rimborso delle obbligazioni emesse. Tra queste, le principali sono le clausole di *negative pledge*, di *cross default / cross acceleration* e le clausole che prevedono l'obbligo di rimborso immediato anche nel caso di insolvenza dichiarata di alcune altre società del Gruppo.

Per quel che concerne, poi, i contratti di apertura di credito e i contratti di finanziamento bilaterali o sindacati di cui Edison è parte, si segnala in particolare che la nuova linea di credito su base *club deal* concessa a Edison per un ammontare pari a 700 milioni di euro (ed utilizzata per 100 milioni di euro al 30 giugno 2011) obbliga Edison a rispettare alcuni impegni: tra essi, quello di riservare alle banche finanziatrici un trattamento analogo a quello spettante agli altri creditori non garantiti (*pari passu*) e contempla altresì limitazioni alla facoltà di concedere garanzie reali a nuovi finanziatori (*negative pledge*), in linea con le previsioni contenute negli altri contratti di finanziamento, prima fra tutti la linea sindacata da 1.500 milioni di euro.

Non è prevista, né nei contratti di finanziamento concessi dalle banche ad Edison Spa, né nei regolamenti delle emissioni obbligazionarie, alcuna clausola di risoluzione anticipata del prestito collegata al declassamento (o al venir meno) del *rating* creditizio che le società di rating assegnano ad Edison Spa. Inoltre, la società non è sottoposta, in alcuna linea di credito, al rispetto di particolari rapporti di bilancio che limitino l'indebitamento in funzione dei risultati economici (*financial covenants*). Allo stato attuale, la società non è a conoscenza dell'esistenza di alcuna situazione di *default*.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO E CON PARTI CORRELATE

Vengono di seguito riportati, in coerenza con le relative *policy* di Gruppo, i rapporti economici, patrimoniali e finanziari in essere al 30 giugno 2011 con parti correlate e rilevanti; tale esposizione peraltro è tale da soddisfare l'informativa richiesta dallo IAS 24. Si tratta di rapporti posti in essere nell'ambito della normale attività di gestione, regolati a condizioni contrattuali stabilite dalle parti in linea con le ordinarie prassi di mercato.

Per un'analisi più approfondita si rinvia a quanto riportato nelle Note illustrative della Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

(in milioni di euro)	Parti correlate				Totale parti correlate	Parti rilevanti				Totale parti rilevanti	Totale parti correlate e rilevanti	Totale voce di bilancio	Incidenza %
	Verso società del Gruppo	Verso controllante	Gruppo EDF	Gruppo A2A		Gruppo Iren	Gruppo Dolomiti Energia	Banca Popolare di Milano	Mediobanca				
Rapporti patrimoniali													
Crediti commerciali	681	-	2	-	683	-	-	-	-	-	683	1.278	53%
Crediti diversi	107	81	10	-	198	-	-	-	-	-	198	587	34%
Debiti verso fornitori	62	-	-	-	62	-	-	-	-	-	62	905	7%
Debiti diversi	28	-	-	-	28	-	-	-	-	-	28	260	11%
Partecipazioni	2.250	-	-	-	2.250	-	-	-	-	-	2.250	2.250	100%
Altre attività finanziarie	7	-	-	-	7	-	-	-	-	-	7	7	100%
Attività finanziarie correnti	2.149	-	-	-	2.149	-	-	-	-	-	2.149	2.180	99%
Debiti finanziari correnti	897	-	-	-	897	-	-	-	87	87	984	1.143	86%
Debiti e altre passività fin. non correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8	8	1.056	-
Rapporti economici													
Ricavi di vendita	1.009	-	4	7	1.020	41	22	-	-	63	1.083	2.851	38%
Altri ricavi e proventi	7	-	-	-	7	-	-	-	-	-	7	271	3%
Consumi di materie e servizi	12	-	3	1	16	-	-	-	-	-	16	2.954	1%
Proventi finanziari	26	-	-	-	26	-	-	-	-	-	26	52	50%
Oneri finanziari	6	-	-	-	6	-	-	-	1	1	6	86	7%
Proventi da partecipazioni	98	-	-	-	98	-	-	-	-	-	98	105	93%
Oneri da partecipazioni	70	-	-	-	70	-	-	-	-	-	70	70	100%
Impegni e rischi potenziali													
Garanzie personali prestate	-	-	-	-	-	-	-	38	-	38	38	1.191	3%
Altri impegni e rischi	-	-	26	-	26	-	-	-	-	-	26	178	15%

ALTRE INFORMAZIONI

Si segnala che in data 21 luglio 2011 Edison ha siglato con Promgas l'accordo di rinegoziazione del prezzo di fornitura del contratto di approvvigionamento gas di lungo termine proveniente dalla Russia; trattandosi di un *adjusting event*, ai sensi dello IAS 10, i relativi effetti sono stati riflessi nella Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2011 che ne ha beneficiato per 115 milioni di euro a livello di margine operativo lordo.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO IL 30 GIUGNO 2011

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 giugno 2011.

Milano, 25 luglio 2011

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Giuliano Zuccoli

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

1. I sottoscritti Bruno Lescoeur in qualità di "Amministratore Delegato" e Marco Andreasi in qualità di "Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari" della Edison 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 periodo 1° gennaio - 30 giugno 2011.

2. Si attesta inoltre che:

2.1. il bilancio semestrale abbreviato (bilancio consolidato semestrale abbreviato e bilancio semestrale abbreviato della capogruppo Edison Spa):

- 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;

2.2. 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 ad 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.

Milano, 25 luglio 2011

L'Amministratore Delegato

Bruno Lescoeur

Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Marco Andreasi



Deloitte & Touche S.p.A.
Via Tortona, 25
20144 Milano
Italia
Tel: +39 02 83322111
Fax: +39 02 83322112
www.deloitte.it

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE
SULLA REVISIONE CONTABILE LIMITATA
DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO**

**Agli Azionisti di
EDISON S.p.A.**

1. Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dalle altre componenti di conto economico complessivo, dal rendiconto finanziario delle disponibilità liquide, dal prospetto di variazione del patrimonio netto consolidato e dalle relative note illustrative di Edison S.p.A. e controllate (“Gruppo Edison”) al 30 giugno 2011. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l’informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall’Unione Europea, compete agli Amministratori di Edison S.p.A.. E’ nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
2. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio consolidato semestrale abbreviato e sull’omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la direzione della società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un’estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

I dati relativi al bilancio consolidato dell’esercizio precedente ed al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell’anno precedente presentati ai fini comparativi, sono stati rispettivamente esaminati e assoggettati a revisione contabile limitata da altri revisori e, pertanto, rimandiamo alle loro relazioni emesse in data 4 aprile 2011 e in data 28 luglio 2010.

Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova Parma Perugia
Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano - Capitale Sociale: Euro 10.328.220,00 i.v.
Codice Fiscale/Registro delle Imprese Milano n. 03049560166 - R.E.A. Milano n. 1720239
Partita IVA: IT 03049560166

Member of Deloitte Touche Tohmatsu Limited

3. Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Edison al 30 giugno 2011 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.


Piergiulio Bizioli
Socio

Milano, 26 luglio 2011



Deloitte & Touche S.p.A.
Via Tortona, 25
20144 Milano
Italia
Tel: +39 02 83322111
Fax: +39 02 83322112
www.deloitte.it

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE
SULLA REVISIONE CONTABILE LIMITATA
DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO**

**Agli Azionisti di
EDISON S.p.A.**

1. Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dalle altre componenti di conto economico complessivo, dal rendiconto finanziario delle disponibilità liquide, dal prospetto di variazione del patrimonio netto e dalle relative note illustrative di Edison S.p.A. al 30 giugno 2011. La responsabilità della redazione del bilancio semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli Amministratori di Edison S.p.A.. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
2. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio semestrale abbreviato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la direzione della società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto effettuato sul bilancio di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio semestrale abbreviato.

I dati relativi al bilancio dell'esercizio precedente ed al bilancio semestrale abbreviato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi, sono stati rispettivamente esaminati e assoggettati a revisione contabile limitata da altri revisori e, pertanto, rimandiamo alle loro relazioni emesse in data 4 aprile 2011 e in data 28 luglio 2010.

Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova Parma Perugia
Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano - Capitale Sociale: Euro 10.328.220,00 i.v.
Codice Fiscale/Registro delle Imprese Milano n. 03049560166 - R.E.A. Milano n. 1720239
Partita IVA: IT 03049560166

Member of Deloitte Touche Tohmatsu Limited

3. Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio semestrale abbreviato di Edison S.p.A. al 30 giugno 2011 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.


Piergiulio Bizioli
Socio

Milano, 26 luglio 2011

Il documento è disponibile anche
sul sito Internet www.edison.it

Coordinamento editoriale
Relazioni Esterne e Comunicazione

Progetto grafico
In Pagina, Saronno

Fotografie
Archivio Edison
Renato Cerisola

Stampa
Studio Effe 71, Milano

Milano, settembre 2011

Questa pubblicazione è stata realizzata utilizzando carta ecologica, a basso impatto ambientale.



Edison Spa

Foro Buonaparte, 31
20121 Milano

Capitale Soc. euro 5.291.700.671,00 i.v.
Reg. Imprese di Milano e C.F. 06722600019
Partita IVA 08263330014
REA di Milano 1698754

EDISON SPA
Foro Buonaparte 31
20121 Milano
T 02 6222.1
www.edison.it

