

RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE

al 30 settembre 2010



Indice

RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE AL 30 SETTEMBRE 2010

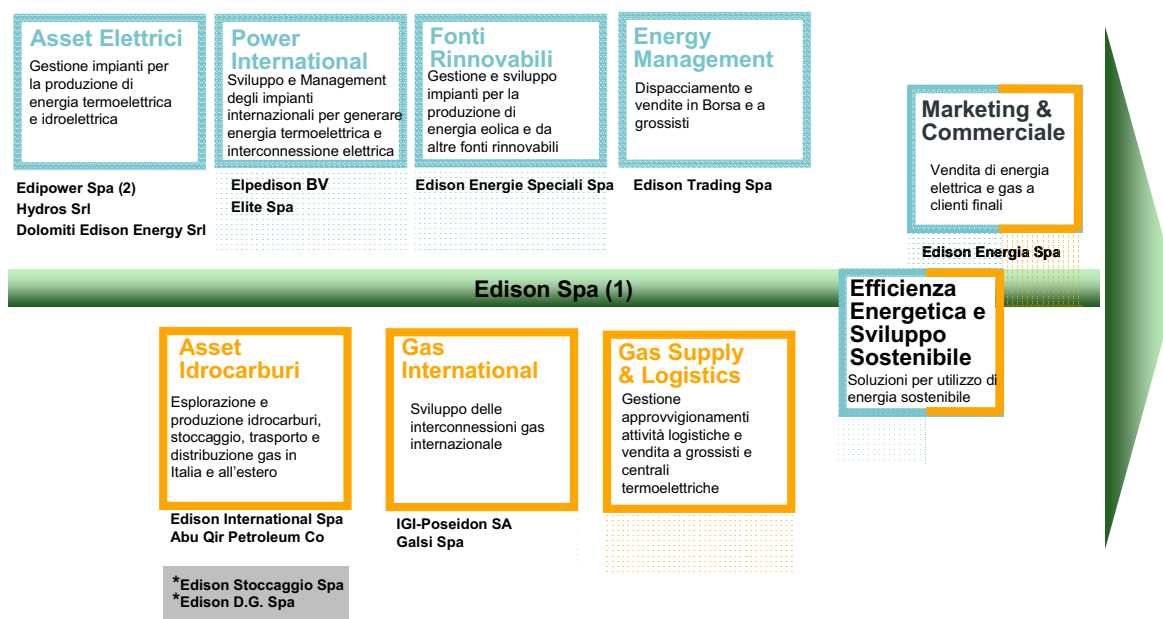
RELAZIONE SULLA GESTIONE AL 30 SETTEMBRE 2010	3
Struttura semplificata del Gruppo al 30 settembre 2010	4
Eventi di rilievo del terzo trimestre 2010	5
Dati significativi – Focus sui risultati.....	7
Andamento e risultati del Gruppo.....	10
Quadro economico di riferimento.....	13
Andamento del mercato energetico italiano	15
Quadro normativo e regolamentare di riferimento.....	19
Andamento dei settori.....	24
- Energia elettrica.....	24
- Idrocarburi	27
- Corporate e altri settori	31
Rischi e incertezze.....	32
Operazioni con parti correlate	32
SINTESI ECONOMICO-FINANZIARIA E PATRIMONIALE DEL GRUPPO AL 30 SETTEMBRE 2010..	33
- Stato Patrimoniale.....	34
- Conto Economico e Altre componenti di conto economico complessivo	35
- Rendiconto finanziario delle disponibilità liquide.....	36
- Variazione del patrimonio netto consolidato.....	37
Note illustrative al Resoconto Intermedio di Gestione al 30 Settembre 2010	38
- Contenuto e forma.....	38
- Informativa settoriale.....	42
- Note alle poste dello stato patrimoniale	44
- Indebitamento finanziario netto.....	55
- Note alle poste del conto economico	56
Impegni e rischi potenziali.....	67
Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	72
Operazioni infragruppo e con parti correlate	81
Altre informazioni	85
Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 settembre 2010	86
Area di consolidamento al 30 settembre 2010	87
Dichiarazione del dirigente preposto alla relazione dei documenti contabili societari	
a norma delle disposizioni dell’art. 154-bis comma 2 del D.Lgs. 58/1998	94

RELAZIONE SULLA GESTIONE

al 30 settembre 2010

Struttura semplificata del Gruppo al 30.09.2010

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



■ Business Unit Filiera Elettrica ■ Business Unit Filiera Idrocarburi ■ Principali società nel perimetro di consolidamento

* Società soggette ad una separazione funzionale.

(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%.

Eventi di rilievo

TERZO TRIMESTRE 2010

Sviluppo attività

Edison cresce nelle rinnovabili con il parco eolico di Melissa (KR) da 26 MW

In data 20 luglio 2010, Edison, attraverso la società controllata Edison Energie Speciali Spa, ha concluso l'operazione di acquisto da Gamesa Energia Sa del 100% della Parco Eolico San Francesco Srl titolare di un impianto eolico in esercizio da 26 MW presso il comune di Melissa (KR).

L'impianto "San Francesco" a Melissa (KR) è in grado di produrre circa 46 Gigawattora di elettricità all'anno.

Edison gestisce attualmente oltre 2.100 MW di capacità produttiva da fonti rinnovabili.

Edison: scoperto un giacimento di gas nel Mare di Norvegia

Nel mese di settembre è stato scoperto un giacimento di gas nel Mare di Norvegia, il pozzo fa parte della licenza 435 (Zidane).

Il consorzio licenziatario del pozzo è composto da Edison (20%), RWE (40% e operatore), Maersk Oil Norway (20%) e Norwegian Energy Company (20%).

La stima di quantità di gas reperibile è fra i 5 e i 18 miliardi di metri cubi standard.

Rafforzamento finanziario

Il Consiglio di Amministrazione di Edison Spa approva estensione EMTN Programme ed emissioni obbligazionarie sino a 1 miliardo di euro

In data 24 settembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Edison Spa ha deliberato l'incremento da 2 a 3 miliardi di euro dell'importo massimo delle obbligazioni che possono essere emesse nell'ambito del programma "Euro Medium Term Note" che era stato approvato nella riunione del 25 giugno 2009 ed era stato registrato alla Borsa del Lussemburgo in data 14 luglio 2009, come già comunicato al mercato.

Il programma regola le condizioni generali delle emissioni di Eurobond da parte di Edison Spa. A valere su tale programma sono state emesse sino ad ora obbligazioni per complessivi 1.200 milioni di euro, collocate presso investitori qualificati e negoziate presso la Borsa del Lussemburgo.

Il Consiglio ha poi deliberato l'emissione di obbligazioni sino ad un massimo di 1 miliardo di euro, anche in più tranche, da emettere all'interno del citato programma.

Le obbligazioni avranno un taglio minimo di 50 mila euro e potranno essere collocate presso investitori qualificati. All'Amministratore Delegato è stato dato mandato di determinare gli importi, i tempi e le caratteristiche dell'emissione, nonché di richiederne la quotazione. La società informerà tempestivamente il pubblico in merito all'esecuzione delle emissioni.

Relazione sulla gestione	Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo	Area di consolidamento
--------------------------	---	------------------------

Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 Settembre 2010

Per la descrizione di altri eventi successivi alla data di chiusura del trimestre cui la presente relazione si riferisce, si rimanda al paragrafo “Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 settembre 2010” contenuto nella Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

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-EU. In calce alle medesime si fornisce la metodologia di calcolo di tali indici in linea con le indicazioni del CESR (Committee of European Securities Regulators).

Gruppo Edison

Esercizio 2009	(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trimestre 2010	3° trimestre 2009	Variaz. %
8.867	Ricavi di vendita	7.593	6.501	16,8%	2.506	1.912	31,1%
1.471	Margine operativo lordo	930	1.128	(17,6%)	304	396	(23,2%)
16,6%	% sui Ricavi di vendita	12,2%	17,4%		12,1%	20,7%	
699	Risultato operativo	368	562	(34,5%)	104	208	(50,0%)
7,9%	% sui Ricavi di vendita	4,8%	8,6%		4,2%	10,9%	
529	Risultato prima delle imposte	309	448	(31,0%)	67	171	(60,8%)
240	Risultato netto di competenza di Gruppo	179	203	(11,8%)	37	81	(54,3%)
1.679	Investimenti in immobilizzazioni	381	1.464	(74,0%)	82	132	(37,7%)
66	Investimenti in esplorazione	45	63	(28,6%)	24	8	n.s.
12.112	Capitale investito netto (A + B) ⁽¹⁾	12.179	12.381	0,6%			
3.858	Indebitamento finanziario netto (A) ⁽¹⁾⁽²⁾	3.995	4.222	3,6%			
8.254	Patrimonio netto (compresa quota terzi) (B) ⁽¹⁾	8.184	8.159	(0,8%)			
8.077	Patrimonio netto di Gruppo ⁽¹⁾	8.003	7.980	(0,9%)			
6,22%	ROI ⁽³⁾	4,16%	6,60%				
3,00%	ROE ⁽⁴⁾	2,97%	3,41%				
0,47	Debt / Equity (A/B)	0,49	0,52				
32%	Gearing (A/A+B)	33%	34%				
3.923	Dipendenti (numero) ⁽¹⁾⁽⁵⁾	3.936	3.897	0,3%			
	Quotazioni di Borsa (in euro)						
1,0463	• azioni ordinarie	0,9205	1,1888				
1,2939	• azioni di risparmio	1,2781	1,3372				
	Utile per azione (in euro) ⁽⁶⁾						
0,0448	• risultato di base azioni ordinarie	0,0333	0,0378				
0,0748	• risultato di base azioni di risparmio	0,0633	0,0678				
0,0448	• risultato diluito azioni ordinarie	0,0333	0,0378				
0,0748	• risultato diluito azioni di risparmio	0,0633	0,0678				

(1) Valore di fine periodo. Le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2009.

(2) La composizione di questa voce è illustrata nel paragrafo "Indebitamento finanziario netto" della Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

(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 di Gruppo medio.

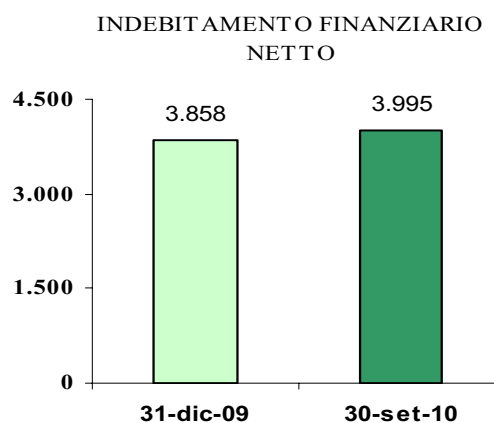
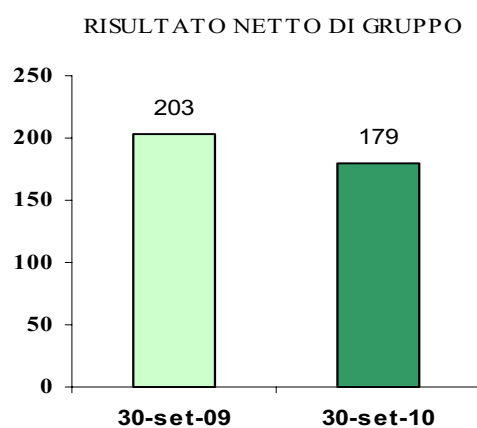
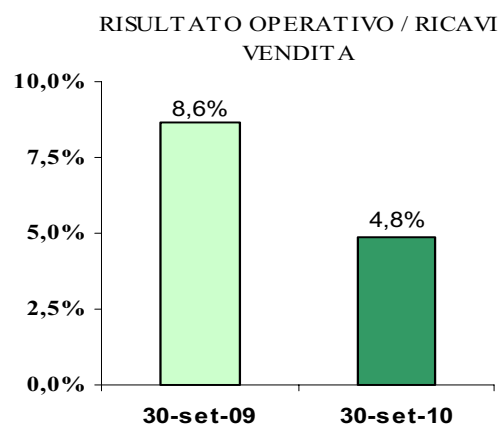
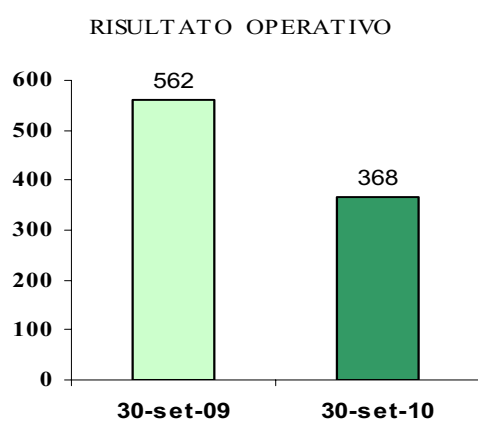
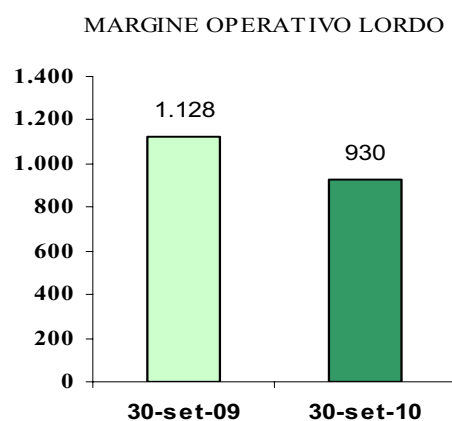
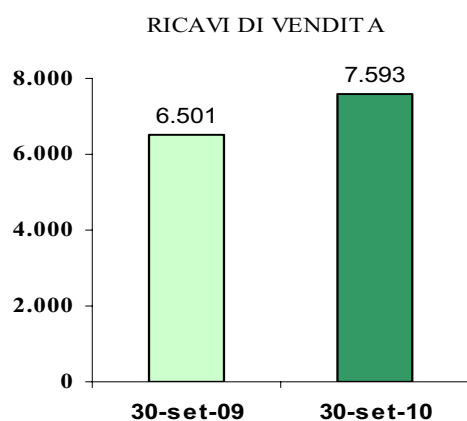
La media del Patrimonio netto è la media aritmetica del Patrimonio netto a fine periodo e di quello a fine dell'esercizio precedente.

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

(6) Media aritmetica semplice dei prezzi rilevati nell'ultimo mese solare del periodo.

Sintesi andamento del Gruppo

(in milioni di euro)



Ricavi di vendita e margine operativo lordo per settore

Esercizio 2009	(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trimestre 2010	3° trimestre 2009	Variaz. %
Filiera energia elettrica (1)							
6.463	Ricavi di vendita	5.297	4.824	9,8%	1.859	1.592	16,8%
1.227	Margine operativo lordo reported	653	930	(29,8%)	225	374	(39,8%)
1.086	Margine operativo lordo adjusted *	722	801	(9,9%)	239	341	(29,9%)
19,0%	% sui ricavi di vendita	12,3%	19,3%		12,1%	23,5%	
Filiera idrocarburi (2)							
4.158	Ricavi di vendita	3.689	3.002	22,9%	1.137	660	72,3%
347	Margine operativo lordo reported	349	274	27,4%	102	51	100,0%
488	Margine operativo lordo adjusted *	280	403	(30,5%)	88	84	4,8%
8,3%	% sui ricavi di vendita	9,5%	9,1%		9,0%	7,7%	
Corporate e altri settori (3)							
53	Ricavi di vendita	38	38	-	13	12	8,3%
(103)	Margine operativo lordo	(72)	(76)	5,3%	(23)	(29)	20,7%
n.s.	% sui ricavi di vendita	n.s.	n.s.		n.s.	n.s.	
Elisioni							
(1.807)	Ricavi di vendita	(1.431)	(1.363)	5,0%	(503)	(352)	42,9%
-	Margine operativo lordo	-	-		-	-	
Gruppo Edison							
8.867	Ricavi di vendita	7.593	6.501	16,8%	2.506	1.912	31,1%
1.471	Margine operativo lordo	930	1.128	(17,6%)	304	396	(23,2%)
16,6%	% sui ricavi di vendita	12,2%	17,4%		12,1%	20,7%	

(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 di risultati delle coperture su brent e cambi associate ai contratti per l'importazione di gas. Nell'ambito delle politiche di gestione del rischio aziendale, tali coperture hanno la finalità di mitigare il rischio di oscillazione del costo del gas destinato alla produzione e vendita di energia elettrica, nonché quello relativo alla vendita del gas medesimo. Il risultato economico di tali operazioni, che per le motivazioni di cui sopra è contabilizzato nella Filiera Idrocarburi, è stato riclassificato nella Filiera Energia Elettrica per la parte di risultato riferibile a quest'ultimo settore (+69 milioni di euro nel 2010, -129 milioni di euro nel 2009). Tale riclassificazione viene effettuata al fine di consentire una lettura gestionale dei risultati industriali, onde riflettere i risultati delle vendite elettriche a prezzo fisso con le relative coperture, in considerazione dell'eccezionale rilevanza delle variazioni del prezzo delle commodities e dei cambi nel periodo in esame.

Andamento e risultati del Gruppo

Andamento della gestione

Nel corso del terzo trimestre 2010 il Gruppo registra ricavi di vendita pari a 2.506 milioni di euro, in aumento del 31,1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nei singoli settori si osserva un incremento pari al 16,8% per la Filiera Energia Elettrica e al 72,3% per la Filiera Idrocarburi sostanzialmente guidati da un incremento dei volumi venduti.

Complessivamente, nei primi nove mesi del 2010, i ricavi di vendita sono passati da 6.501 milioni di euro a 7.593 milioni di euro, in aumento del 16,8% grazie all'incremento dei volumi venduti in entrambi i settori che ha più che compensato la riduzione dei ricavi unitari legati all'andamento dello scenario energetico.

Il margine operativo lordo nel trimestre è pari a 304 milioni di euro in calo del 23,2% rispetto al terzo trimestre 2009; si rimanda al commento delle singole filiere di attività, per una più compiuta descrizione dei fenomeni caratterizzanti il periodo di riferimento.

In termini progressivi, il margine operativo lordo si attesta a 930 milioni di euro, con un decremento di 198 milioni di euro (pari al 17,6%) rispetto a 1.128 milioni di euro del periodo precedente; tale variazione è spiegata per 123 milioni di euro dalla variazione negativa del margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾ della Filiera Idrocarburi e per 79 milioni di euro dalla riduzione del margine operativo lordo adjusted⁽¹⁾ della Filiera Energia Elettrica.

Come esaminato più diffusamente nel seguito, i risultati economici adjusted della Filiera Idrocarburi riflettono una marcata riduzione dei margini di compra-vendita del gas naturale frutto della forte contrazione dei prezzi a sua volta determinata da una situazione di eccesso di offerta che sta caratterizzando l'Italia e l'Europa.

Per la Filiera Energia Elettrica le ragioni dello scostamento negativo vanno ricondotte al segmento CIP 6/92 che nel corso del periodo ha patito la scadenza di convenzioni ed incentivi, ad una idraulicità inferiore nel periodo in esame, nonché ad una riduzione dei margini sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

Il risultato operativo consolidato si attesta a 368 milioni di euro e risulta, per le ragioni sopra dette, in flessione del 34,5% rispetto a quello dello stesso periodo dell'anno scorso (562 milioni di euro).

Il risultato prima delle imposte è risultato pari a 309 milioni di euro (448 milioni nel 2009), mostrando una flessione del 31%.

Tale variazione è decisamente più ridotta se si considera il risultato netto di Gruppo che si attesta a 179 milioni di euro, in diminuzione dell'11,8% rispetto al corrispondente periodo del 2009 (203 milioni di euro).

Il carico fiscale corrente beneficia della sopravvenienza attiva netta pari a 8 milioni di euro per le minori imposte dovute sul 2009 a seguito dell'applicabilità dell'innalzamento dell'1% dell'aliquota IRES (Robin

(1) Vedi nota pagina 9

Hood Tax) dal 2010 anziché dal 2009, nonché del beneficio fiscale di 16 milioni di euro derivante dalla legge n. 10 del 23 agosto 2009 (c.d. Tremonti ter) introdotta per agevolare gli investimenti in immobilizzazioni materiali. Al contrario sul carico fiscale dei primi nove mesi 2009 pesavano le disposizioni contenute nella Legge 23 luglio 2009 n. 99, che innalzavano l'aliquota dell'addizionale Ires dal 5,5% al 6,5% con conseguenti effetti negativi per 17 milioni di euro (di cui 11 milioni di euro per imposte differite e 6 milioni di euro per imposte correnti).

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2010 è risultato pari a 3.995 milioni di euro (4.222 al 30 settembre 2009) in aumento rispetto ai 3.858 milioni rilevati a fine dicembre 2009. Per un'analisi più dettagliata delle principali componenti si rimanda al paragrafo "*Indebitamento finanziario netto*" contenuto all'interno della Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

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

Esercizio 2009	(in milioni di euro)	30 settembre 2010	30 settembre 2009
(2.920)	A. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO INIZIALE	(3.858)	(2.920)
1.471	Margine operativo lordo	930	1.128
274	Variazione del capitale circolante operativo	(28)	(119)
(401)	Imposte dirette pagate (-)	(228)	(194)
28	Variazione altre attività (passività)	(29)	(38)
1.372	B. CASH FLOW OPERATIVO	645	777
(1.745)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-)	(426)	(1.527)
(56)	Investimenti in immobilizzazioni finanziarie (-)	(7)	(48)
(80)	Prezzo di acquisizione business combinations (-)	(41)	(80)
58	Prezzo di cessione immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie	7	24
-	Rimborsi di capitale da immobilizzazioni finanziarie	5	-
1	Dividendi incassati	1	1
(450)	C. CASH FLOW DISPONIBILE (Generazione di cassa)	184	(853)
(156)	(Oneri) proventi finanziari netti	(93)	(117)
-	Apporti di capitale sociale e riserve	10	-
(278)	Dividendi pagati (-)	(238)	(278)
(884)	D. CASH FLOW DOPO LA GESTIONE FINANZIARIA	(137)	(1.248)
(54)	Variazione area di consolidamento	-	(54)
(938)	E. CASH FLOW NETTO DEL PERIODO	(137)	(1.302)
(3.858)	F. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO FINALE	(3.995)	(4.222)

Evoluzione prevedibile dei risultati a fine esercizio

L'attuale andamento delle rinegoziazioni dei contratti gas di lungo termine non lascia prevedere una conclusione entro l'esercizio corrente. Il quarto trimestre di quest'anno presenterà inoltre prezzi in ulteriore calo rispetto al precedente periodo, per effetto della campagna commerciale 2010-2011 e non beneficerà ancora né del minor costo d'acquisto dei contratti rinegoziati né di riconoscimenti una tantum per i periodi pregressi.

La già menzionata risoluzione volontaria anticipata delle convenzioni CIP 6, che porterà ad una forfetizzazione una tantum, influirà positivamente sui risultati dell'esercizio 2010. L'effetto economico previsto non sarà però sufficiente a compensare la contrazione dei risultati dell'attività di importazione e vendita di gas rispetto al 2009. Per gli altri comparti di attività si confermano risultati in linea o in crescita rispetto all'anno precedente.

La combinazione di tutti questi fattori fa ritenere che il margine operativo lordo (EBITDA) del 2010 sarà in lieve flessione rispetto al 2009.

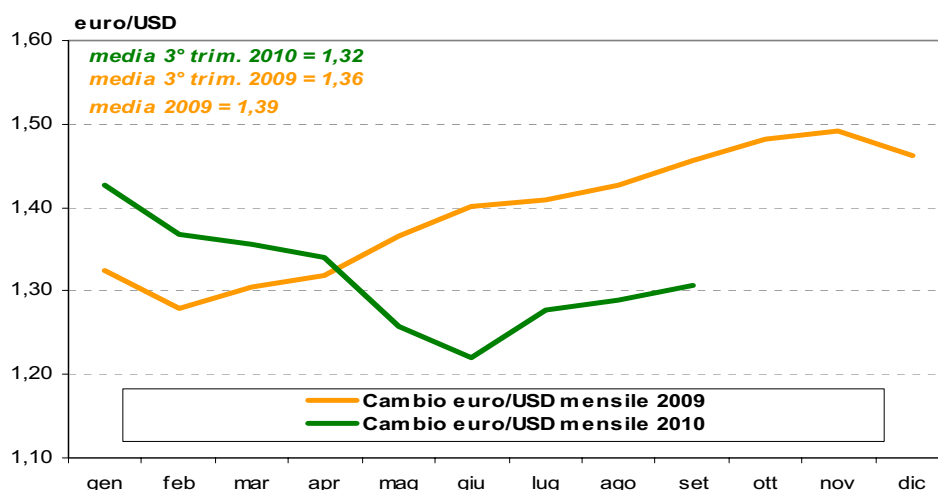
Quadro economico di riferimento

Dopo il primo semestre dell'anno caratterizzato da una forte accelerazione dei ritmi di crescita dell'economia mondiale, nel terzo trimestre si è osservato un rallentamento nella ripresa globale, che si è comunque mantenuta su ritmi soddisfacenti.

Le ultime informazioni a disposizione indicano una decelerazione delle economie americana e cinese. Negli Stati Uniti il rallentamento è l'effetto temuto della fine degli incentivi al mercato immobiliare e della fragilità dei conti delle famiglie, anche se la redditività delle imprese si mantiene alta e sosterrà gli investimenti. In Cina, invece, il rallentamento è dovuto a politiche economiche di segno restrittivo, introdotte per evitare un eccessivo surriscaldamento dell'economia cinese. Ma anche negli altri Paesi emergenti (India, Corea, Brasile, Cile, Messico), causa l'esaurirsi dei rimbalzi nel commercio internazionale e il venir meno delle politiche di incentivo anti-crisi, comincia a ridursi il ritmo di crescita che rimane tuttavia sostenuto. Pure il Giappone ha evidenziato segnali di rallentamento legati all'andamento della domanda interna, mentre è proseguito il forte contributo delle esportazioni. Quanto all'Europa, si sta assistendo a una forte ripresa in Germania e, in misura minore nel Regno Unito, ripresa che è, tuttavia, solo parzialmente condivisa dalle altre economie dell'Area-euro; resta, inoltre, da verificare la capacità di tenuta della ripresa tedesca.

In tale contesto l'economia italiana si caratterizza per il passo più lento con cui ha intrapreso l'uscita dalla recessione, mentre è accomunata agli altri paesi per l'incertezza delle prospettive relativamente al prossimo semestre. Per l'Italia si confermano, tuttavia, alcuni importanti aspetti positivi rappresentati, nel confronto con gli altri paesi, da un minor incremento del tasso di disoccupazione – grazie anche agli ammortizzatori sociali – da un minor indebitamento privato e una minore riduzione della ricchezza netta delle famiglie, tutti fattori che dovrebbero giocare a favore della ripresa, che in questa fase risulta trainata soprattutto dalle esportazioni e dalla ricostituzione dello stock di scorte. La crescita dell'attività industriale, rimasta invariata nel mese di luglio, dopo la pausa estiva evidenzia un'attenuazione dello slancio del recupero. Durante i mesi estivi l'inflazione ha ripreso a crescere, sostenuta dal rincaro dei prodotti petroliferi, anche se nel complesso rimarrà contenuta.

Quanto al tasso di cambio euro/dollaro il terzo trimestre dell'anno è stato caratterizzato da un'elevata volatilità, con la moneta unica europea che è passata da un cambio USD per euro di 1,23 di inizio luglio a un cambio USD per euro di 1,36 verso fine settembre, oscillando ampiamente nel corso del trimestre. L'euro, quindi, dopo il deprezzamento subito nel primo semestre dell'anno ha ricominciato ad apprezzarsi, togliendo vigore alla ripresa, in gran parte incentrata sull'export. Complessivamente, nei primi 9 mesi dell'anno il tasso di cambio si è attestato su un valore medio di 1,32 USD per euro, in flessione del 3,6% rispetto al tasso di cambio medio dei primi 9 mesi del 2009 mentre nel terzo trimestre registra una media pari a 1,29 USD per euro in flessione del 9,8% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.



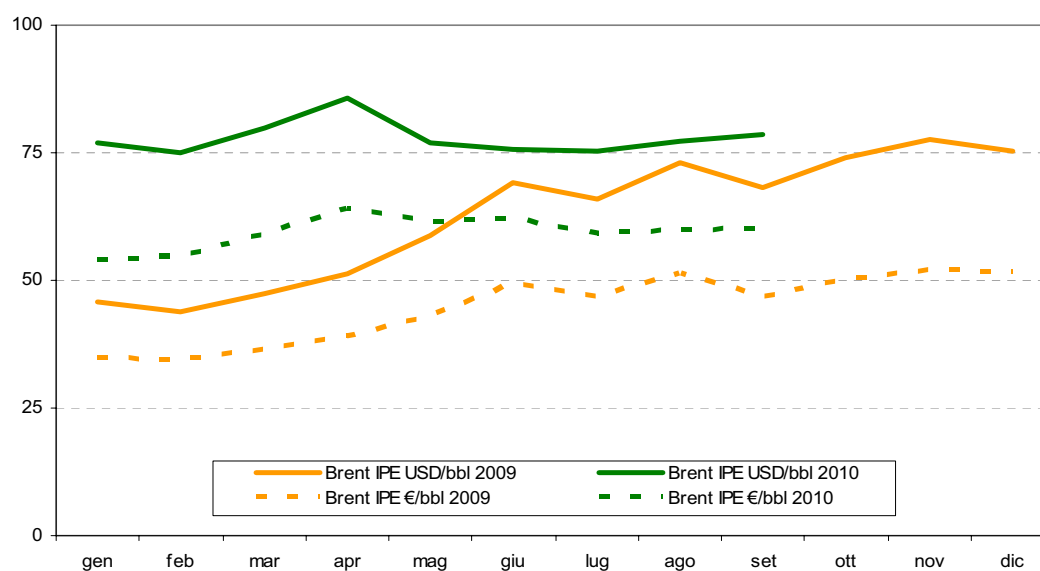
Sul fronte del mercato petrolifero, i prezzi del petrolio nel corso del 2010 hanno segnato solo limitate oscillazioni fuori dalla “forchetta” di 70-80 dollari al barile, sintomo di una maggiore stabilità del mercato rispetto ai periodi precedenti. Rispetto ai primi nove mesi del 2009 il greggio ha subito nel 2010 un incremento del 34% portandosi ad una media di 77,9 dollari al barile. Nel solo terzo trimestre 2010 l’incremento è stato del 11,5% rispetto al corrispondente periodo dell’anno precedente.

Le variazioni del Brent in euro per barile risultano amplificate a causa dei movimenti in controtendenza di greggio e cambio euro/dollaro. Rispetto ai primi nove mesi del 2009 il greggio in euro ha subito nel 2010 un incremento del 38,9% portandosi ad una media di 59,2 €/bbl. Nel terzo trimestre 2010 l’incremento è stato del 23,6% rispetto al corrispondente periodo del 2009.

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

Esercizio 2009		9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trimestre 2010	3° trimestre 2009	Variaz. %
62,6	Prezzo petrolio USD/bbl ⁽¹⁾	77,9	58,2	33,9%	77,0	69,0	11,5%
1,39	Cambio USD/euro	1,32	1,36	(3,6%)	1,29	1,43	(9,8%)
44,9	Prezzo petrolio euro/bbl	59,2	42,6	38,9%	59,6	48,2	23,6%

(1) Brent IPE



Andamento del mercato energetico italiano

Bilancio di Energia Elettrica in Italia e scenario di riferimento

Esercizio 2009	TWh	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trimestre 2010	3° trimestre 2009	Variaz. %
281,1	Produzione netta	213,1	208,6	2,1%	73,1	72,9	0,3%
45,0	Saldo netto import/export	33,6	34,8	(3,6%)	10,7	10,7	-
(5,8)	Consumo pompaggi	(3,4)	(4,1)	(19,0%)	(0,7)	(1,2)	(39,6%)
320,3	Totale domanda	243,3	239,3	1,7%	83,1	82,4	0,8%

Fonte: elaborazione su dati ufficiali 2009 e preconsuntivi 2010 Terna, al lordo delle perdite di rete.

La domanda lorda di energia elettrica in Italia del terzo trimestre 2010 è stata pari a 83,1 TWh (TWh = miliardi di kWh), in crescita dello 0,8% rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

La termicità registrata nel trimestre ha influenzato in modo significativo l'andamento mensile della richiesta di energia elettrica: le alte temperature registrate a luglio hanno trainato i consumi nazionali per condizionamento (domanda elettrica +6% circa rispetto al 2009), mentre nei mesi di agosto e settembre le temperature più miti hanno contribuito alla riduzione della domanda rispetto all'anno precedente.

Il leggero aumento della produzione nazionale netta di 0,2 TWh è determinato dall'incremento di 0,7 TWh della domanda elettrica e dalla riduzione di 0,5 TWh dell'assorbimento dei pompaggi. La produzione nazionale del trimestre, al netto dei pompaggi, ha coperto l'87% della domanda, valore in linea con il terzo trimestre del 2009, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto il restante 13%.

Le importazioni nette di energia elettrica sono risultate pari a 10,7 TWh, valore in linea con il 2009. Tale valore è ottenuto dalla riduzione, rispetto al terzo trimestre 2009, sia delle esportazioni (-0,1 TWh) che delle importazioni (-0,1 TWh).

All'incremento della produzione nazionale netta di 0,2 TWh, va poi aggiunta una riduzione della produzione idroelettriche pari a -1,4 TWh (-9,8%) e un aumento delle produzioni da fonti rinnovabili di 0,7 TWh (+26,6%); ne consegue un incremento della produzione termoelettrica di 0,9 TWh (+1,5%).

In particolare, per quanto riguarda le principali fonti rinnovabili, oltre al già citato decremento delle produzioni idroelettriche (-1,4 TWh; -9,8%) per la minor idraulicità rispetto al 2009, si segnala un deciso incremento delle produzioni eoliche (+0,4 TWh) e fotovoltaiche (+0,4 TWh) grazie al forte sviluppo della potenza installata nel corso del 2010; le produzioni geotermoelettriche rimangono invece sostanzialmente stazionarie.

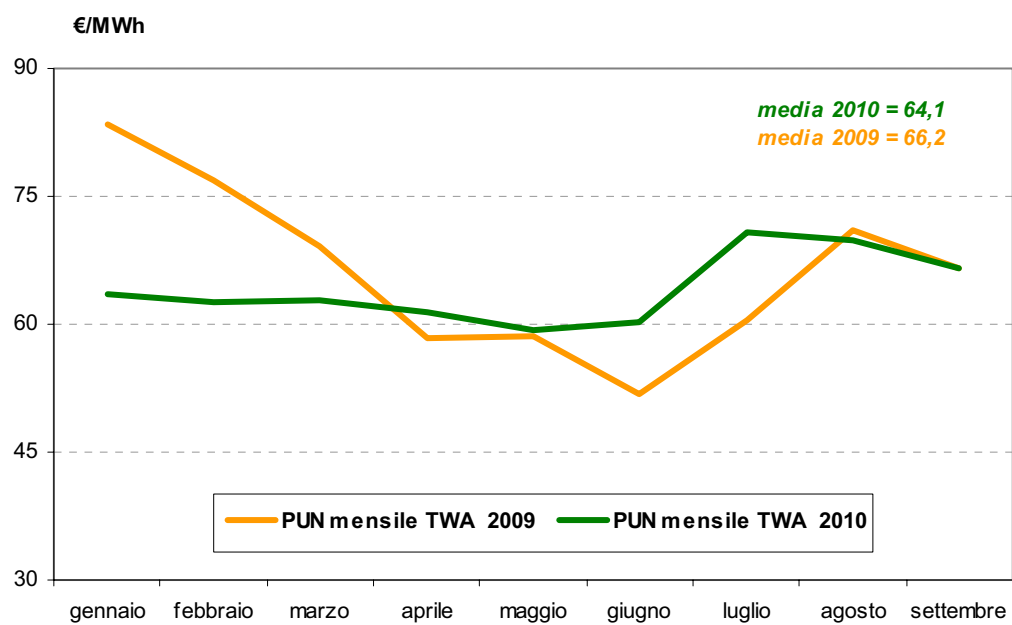
Complessivamente, la domanda lorda di energia elettrica nei primi nove mesi del 2010 è risultata pari a 243,3 TWh, in aumento dell'1,7% rispetto al corrispondente periodo dell'anno scorso.

Con riferimento allo scenario prezzi, al 30 settembre 2010 la quotazione media del PUN TWA (Prezzo Unico Nazionale Time Weighted Average), si è attestata ad un livello di 64,1 euro/MWh, registrando un decremento di circa il 3,2% rispetto ai primi nove mesi del 2009 (66,2 euro/MWh).

Come evidenziato dal grafico sottostante, si nota un sostanziale cambiamento di profilo mensile del PUN rispetto all'anno precedente. Tale cambiamento si spiega in virtù di una minore variabilità nel 2010 del costo

variabile di generazione gas che sconta la maggiore stabilità delle quotazioni del greggio. In particolare, si segnala un incremento dei valori medi 2010 nel terzo trimestre (+4,7%), in gran parte attribuibile al già citato picco di domanda registrata nel mese di luglio.

L'andamento mensile rispetto all'anno precedente è rappresentato dal grafico seguente:



Bilancio di Gas Naturale in Italia e scenario di riferimento

Esercizio 2009	Mld/mc	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trimestre 2010	3° trimestre 2009	Variaz. %
31,8	Servizi e usi civili	22,2	20,7	7,5%	2,3	2,1	7,5%
16,7	Usi industriali	12,7	11,7	8,9%	3,8	3,7	3,4%
28,2	Usi termoelettrici	22,1	20,5	7,6%	7,7	7,8	(2,2%)
1,4	Consumi e perdite di sistema	1,0	0,9	7,3%	0,3	0,4	(2,0%)
78,1	Totale domanda	58,0	53,8	7,8%	14,1	14,0	0,8%

Fonte: dati 2009 e preliminari 2010 Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.

Nel corso del terzo trimestre del 2010 la domanda di gas naturale in Italia ha fatto registrare un aumento di circa lo 0,8% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, attestandosi a circa 14,1 miliardi di mc, con un incremento complessivo di circa 0,1 miliardi di mc.

Tale dinamica è da attribuirsi sostanzialmente all'andamento degli usi civili (aumentati di circa 0,2 miliardi di mc; +7,5%) in virtù di una maggiore termicità del periodo in questione e degli usi industriali (incrementati di circa 0,1 miliardi di mc; +3,4%). L'aumento dei consumi nel settore industriale conferma la tendenza di debole ripresa economica italiana dei primi sei mesi anche se i valori registrati risultano ancora lontani dai livelli del 2008.

La flessione negli usi termoelettrici, che nel terzo trimestre 2010 registrano un calo di 0,1 miliardi di mc (-2,2%), è da attribuirsi principalmente al maggior contributo delle produzioni rinnovabili e di quelle a carbone nella generazione elettrica italiana.

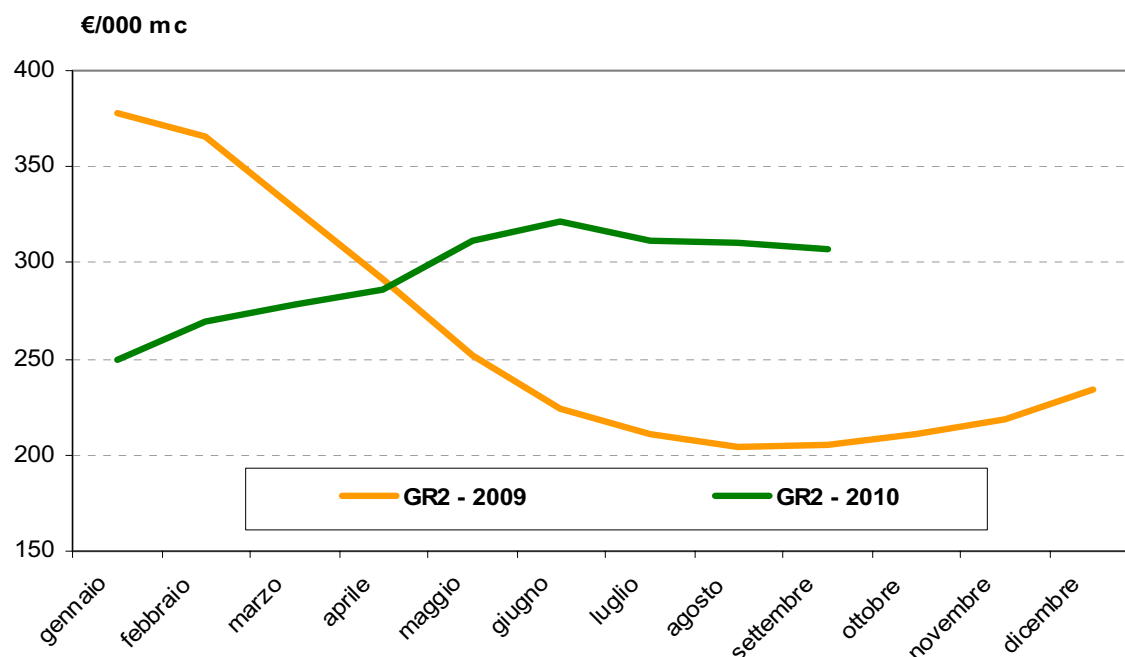
In termini di fonti di approvvigionamento, il terzo trimestre 2010 ha registrato:

- una produzione nazionale in linea con il valore del terzo trimestre 2009;
- importazioni di gas in linea con il valore del terzo trimestre 2009 (+0,1 miliardi di mc);
- un leggero aumento dei volumi immessi a stoccaggio per la maggior capacità conferita nel 2010 e per far fronte ad eventuali criticità causate dal disservizio del gasdotto Transilgas.

Con riferimento ai primi nove mesi dell'anno la domanda di gas naturale è stata di circa 58 miliardi di mc con un incremento di 4,2 miliardi di mc (+7,8%) rispetto allo stesso periodo del 2009.

Con riferimento all'andamento mensile dei prezzi del gas indicizzato (rappresentato nel grafico sottostante che prende a riferimento la formula della Gas Release 2) si riscontra l'effetto della lenta ripresa del Brent post crisi per i primi 9 mesi dell'anno in corso che ha posto le quotazioni a livelli nettamente più alti soprattutto nel terzo trimestre in esame, all'interno del quale la Gas Release 2 è rimasta sostanzialmente stazionaria a seguito di tassi di cambio e quotazioni Brent a 9 mesi sostanzialmente stabili.

Il confronto rispetto all'anno 2009 che nei primi mesi mostrava una drastica discesa della Gas Release 2 fino a settembre frutto del crollo delle quotazioni petrolifere del secondo semestre 2008, mostra un incremento progressivo del 7,6% e del 49,8% nel trimestre in esame.



La componente tariffaria CCI (Corrispettivo di Commercializzazione all'Ingresso) rappresentativa dei livelli di prezzo praticati sul mercato residenziale, sconta un maggiore ritardo nel seguire il paniere di combustibili rispetto alla Gas Release 2, per via della differente indicizzazione e anche in virtù degli interventi regolatori di AEEG. I primi 9 mesi dell'anno presentano una flessione dell'11,8% rispetto all'anno precedente mentre nel trimestre appena chiuso la CCI si attesta su valori superiori del 19,5% rispetto al corrispondente periodo del 2009. Tali differenziali vengono giustificati dagli andamenti contro tendenti del valore della componente CCI derivanti dall'indicizzazione ritardata al Brent.

L'intervento regolatorio dell'Autorità ha fissato il valore delle CCI per il trimestre Ottobre-Dicembre 2010 ad un livello di 283,3 euro/000 mc (riferito ad un potere calorifico di 38,1 MJ/mc).

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

Esercizio 2009		9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trimestre 2010	3° trimestre 2009	Variaz. %
260,2	Gas Release 2 - euro/000 mc ⁽¹⁾	293,8	273,1	7,6%	309,6	206,7	49,8%
282,4	CCI - euro/000 mc ⁽²⁾	265,6	301,2	(11,8%)	285,9	239,3	19,5%

(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 e aggiornato in accordo alla delibera ARG/gas 192/08. Il prezzo è espresso al confine.

Quadro normativo e regolamentare di riferimento

Per il terzo trimestre 2010 si segnalano i seguenti provvedimenti normativi e regolamentari di interesse per il settore energetico nazionale e comunitario:

Energia elettrica

Produzione

Risoluzione anticipata Convenzioni CIP 6/92: in data 2 Dicembre 2009, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato un Decreto che definisce i termini e le condizioni per risolvere anticipatamente, e su base volontaria, le convenzioni CIP 6/92 degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da combustibili di processo o residui (Tariffe Monomie) e da combustibili fossili (Tariffe Binomie). Il Ministero dello Sviluppo Economico, attraverso due provvedimenti attuativi di carattere generale (uno per gli impianti a tariffa binomia ed uno per gli impianti a tariffa monomia), provvederà a definire:

- i parametri necessari per la determinazione puntuale dei corrispettivi da riconoscere ai produttori per la risoluzione anticipata;
- i criteri per la definizione di modalità e tempistiche di erogazione degli stessi corrispettivi.

Il decreto attuativo relativo agli impianti a combustibili fossili (per Edison le centrali di Cologno Monzese, Jesi, Milazzo, Porcari, Porto Viro e San Quirico) è stato emanato il 2 agosto 2010 ed è entrato in vigore il 29 settembre. Il prossimo 29 ottobre è il termine per la presentazione al GSE dell'istanza vincolante di risoluzione delle convenzioni CIP 6/92, l'efficacia decorrerà dal 1° gennaio 2011.

IL GSE, entro novanta giorni dall'entrata in vigore del decreto, procederà alla risoluzione delle Convenzioni per gli impianti su cui è confermata la convenienza per il sistema.

La definizione dei parametri e delle modalità per la risoluzione anticipata degli impianti a combustibile di processo (le centrali di Taranto e Piombino per Edison) è stata rinviata ad un momento successivo, probabilmente entro la fine dell'anno.

Mercato all'ingrosso

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico: con riferimento alla disciplina di cui alla delibera ARG/elt 52/09, l'Autorità ha emanato un documento di consultazione sui criteri per il riconoscimento dei costi per gli impianti essenziali che optano per il regime ordinario con o senza reintegro dei costi.

Capacity payment: l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) con la delibera ARG/elt 120/10 ha avviato un procedimento volto a rivedere le modalità di erogazione dell'ulteriore corrispettivo per la remunerazione della capacità produttiva di cui alla delibera 48/04. Gli orientamenti in materia sono stati descritti in un apposito documento di consultazione.

Mercato retail

Completamento regimi di tutela, acquisto e perdita della responsabilità dei prelievi e morosità relativa ai punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas (DCO 24/10): è stato pubblicato l'atteso documento di consultazione in cui si affrontano in modo organico le criticità legate ai regimi di tutela e morosità, formulando proposte ragionevoli e sufficientemente aderenti alla realtà.

Per quanto concerne il fenomeno della morosità, le proposte riportate nel documento introducono una maggiore regolazione che miri a disciplinare i casi in cui risulta difficile porre rimedio a questo fenomeno e i casi in cui intervenga una situazione di cambio fornitore. L'argomento è d'interesse per tutti gli esercenti la vendita che hanno intenzione di tutelarsi dal cosiddetto "turismo energetico".

Una regolazione più puntuale delle tematiche comporta necessariamente maggiori oneri amministrativi e operativi per i distributori, maggiori costi che l'AEEG dichiara di essere disposta a riconoscere socializzando in bolletta la maggiorazione degli oneri.

In tema di morosità elettrica, AEEG ha pubblicato la delibera 101/10 con cui ha inteso prorogare la scadenza dell'invio dei dati di monitoraggio al 30 giugno 2011, prevedendo da quella data un invio più massivo dei dati utili.

Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali: è stata pubblicata la delibera 104/10 che approva un unico codice di condotta commerciale per il mercato elettrico e del gas. La delibera opera dei cambiamenti particolarmente onerosi, sia in termini economici sia di tempo per gli esercenti la vendita. Edison sta valutando se impugnare quanto stabilito dal provvedimento.

Idrocarburi

Tariffe e mercato

Condizioni economiche di fornitura: con delibera ARG/com 93/10, l'AEEG ha istituito le componenti tariffarie GS_T e RE_T poste a capo degli utenti del trasporto direttamente allacciati alla rete di trasporto nazionale, e avviato un procedimento per individuare i criteri e le modalità di applicazione di tali componenti. Nell'ambito di tale procedimento è stato pubblicato il DCO 31/10 recante "Criteri e modalità di applicazione delle componenti tariffarie GS_T e RE_T " al quale gli operatori sono stati chiamati a presentare osservazioni entro il 27 settembre 2010.

Decreto 6 agosto 2010 (cd. Decreto Royalties): con il decreto Royalties il Ministero dello Sviluppo Economico ha definito ulteriori disposizioni in materia di modalità con le quali i produttori di gas naturale assolvono l'obbligo di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legge n.7/07, prevedendo in particolare che le aliquote siano offerte dai titolari esclusivamente presso la Piattaforma di negoziazione del GME (P-GAS) e che l'Autorità aggiorni coerentemente le proprie disposizioni in materia di modalità economiche di offerta delle aliquote.

Il Ministero ha inoltre approvato modifica del Regolamento della P-GAS al fine di introdurre nell'ambito della piattaforma un comparto dedicato all'offerta delle aliquote organizzato secondo modalità di negoziazione ad asta.

Delibera ARG/gas 132/10: la delibera, pubblicata in data 9 agosto 2010, definisce, ai sensi del Decreto Royalties, le modalità economiche d'offerta delle aliquote presso la P-GAS, prevedendo in particolare che:

- le quote dovute allo Stato siano suddivise in lotti mensili di eguale numero e con periodo di consegna corrispondente a ciascuno dei mesi compresi tra:
 - Ottobre 2010 e marzo 2011 per volumi superiori ai 20 MSmc;
 - Gennaio 2011 e marzo 2011 per volumi superiori a 5 MSmc e inferiori a 20 MSmc;
- il prezzo di vendita sia pari all'indice QE;
- i lotti debbano restare disponibili nell'ambito della piattaforma, ove non oggetto di cessione, per tutto il periodo di negoziazione;
- ciascun titolare definisca e pubblichi sul proprio sito, con adeguato anticipo rispetto all'offerta dei lotti di propria competenza: il numero di lotti che intende offrire, le condizioni generali di contratto ed eventuali forme di garanzia o altri requisiti;
- le condizioni generali di contratto prevedano che il prezzo di cessione sia pari al prezzo oggetto delle relative transazioni e la consegna del gas avvenga al PSV secondo quantitativi giornalieri costanti per tutto il periodo di consegna;
- entro il 1 aprile 2011 il titolare trasmetta al Ministero per lo Sviluppo Economico ed AEEG le informazioni relative alle aliquote effettivamente offerte presso la Piattaforma con indicazione, per ciascun lotto, dell'eventuale soggetto acquirente e il relativo prezzo di cessione;
- entro il 15 marzo 2011 GME rilasci a titolare la dichiarazione delle aliquote offerte dallo stesso presso la Piattaforma.

Infrastrutture

Stoccaggio: con delibera ARG/gas 119/10, "Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (RTSG)", l'AEEG ha approvato i criteri per la definizione delle tariffe dei servizi di stoccaggio del gas naturale per il terzo periodo regolatorio (1 gennaio 2011 - 31 dicembre 2014).

Con la deliberazione in oggetto, l'Autorità ha sostanzialmente confermato i principali meccanismi già in vigore nel precedente periodo regolatorio ed in particolare:

- l'applicazione di una tariffa unica nazionale (TUN) ed il meccanismo di perequazione ad essa connesso;
- il sistema di garanzia dei ricavi per i costi di capitale sostenuti dalle imprese di stoccaggio;
- il riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito nella realizzazione di nuovi stoccaggi e nel potenziamento dei siti esistenti.

Il tasso di remunerazione del capitale investito è stato invece abbassato al 6,7 % reale pre-tasse, rispetto al 7,1% previsto nel secondo periodo tariffario.

Tra le principali novità introdotte si evidenziano:

- l'adozione dell'anno solare come periodo di riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe;
- l'introduzione di una specifica componente tariffaria per la copertura dei costi di ripristino dei siti di stoccaggio;

Relazione sulla gestione	Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo	Area di consolidamento
--------------------------	---	------------------------

- l'applicazione di coefficienti di recupero di produttività (X-factor) differenziati per ciascuna impresa di stoccaggio, dimensionati in modo da tener conto dell'incremento delle efficienze registrate da ciascuna impresa.

Tematiche trasversali

Riforma del Mercato del Gas Naturale: in data 18 agosto 2010 è entrato in vigore il Decreto Legislativo n. 130 recante “Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali, ai sensi dell'articolo 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio 2009, n. 99”.

Tale provvedimento prevede una revisione dei *tetti antitrust* precedentemente introdotti dal Decreto Letta stabilendo delle nuove soglie all'importazione di gas in Italia (40% innalzabile al 55% a seguito della presentazione di impegni di sviluppo di nuove capacità) e una nuova metodologia di calcolo della quota di mercato dei soggetti importatori.

In caso di superamento della soglia del 40% è prevista l'imposizione di un obbligo di cessione di gas per un quantitativo pari a 4 miliardi di mc per due anni consecutivi (*Gas Release*). In alternativa alla *Gas Release*, il provvedimento prevede la possibilità per il soggetto obbligato di un innalzamento della soglia di mercato al 55% qualora presenti un piano di sviluppo di capacità di stoccaggio pari a 4 miliardi di mc da sviluppare in 5 anni, tale piano diviene vincolante con l'approvazione tramite decreto MSE.

Il decreto prevede inoltre che lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio possa essere finanziato da soggetti terzi esplicitamente identificati nel decreto sulla base di livelli di prelievo di gas in esso stabiliti (clienti finali industriali o loro consorzi, aggregazioni di PMI e titolari di impianti termoelettrici alimentati unicamente a gas naturale) e selezionati sulla base di procedure concorsuali e competitive.

I soggetti selezionati come finanziatori delle opere di sviluppo potranno beneficiare (ad esclusione dei termoelettrici) di un meccanismo cosiddetto di stoccaggio virtuale che consentirà loro (a partire dall'anno termico 2010-2011) di trarre un vantaggio economico in termini di differenziale di prezzo del gas tra inverno ed estate. Lo stoccaggio virtuale sarà garantito per il 50% dei volumi dal soggetto obbligato e per la restante parte dal GSE.

Il decreto, anche al fine di non penalizzare eccessivamente soggetti stoccatore terzi a Stogit, prevede anche per loro la possibilità di presentare piani di sviluppo di capacità che complessivamente non superino i 4 miliardi di mc.

In ultimo il provvedimento sancisce che l'Autorità debba provvedere ad innovare la disciplina del bilanciamento del gas su base di merito economico entro il 28 febbraio 2011 al fine di garantire la sua entrata in operatività entro 1° aprile 2011.

Legge n. 122/2010 (c.d. Legge Manovra): è stata pubblicata (GU n. 176 del 30 luglio 2010) la legge 30 luglio 2010, n. 122, “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, recante misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica”. La legge contiene, in particolare, alcune disposizioni di interesse:

- art.15, comma 6: prevede, a decorrere dal 2010, un canone aggiuntivo ambientale annuale in favore dello Stato per le concessioni idroelettriche di grande derivazione calcolato in relazione alla potenza nominale media degli impianti. L'ammontare del canone aggiuntivo verrà determinato da un Decreto

Relazione sulla gestione	Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo	Area di consolidamento
--------------------------	---	------------------------

del Presidente del Consiglio dei Ministri su proposta del MEF, di concerto con il MSE e MATTM e d'intesa con la Conferenza Stato/Regioni. Il nuovo canone non dovrà superare il valore del canone vigente per ciascuna concessione;

- art. 45 in tema di certificati verdi: si stabilisce che entro il 31.12.2010, con decreto MSE, di concerto con MEF, sentita AEEG, a decorrere dal 2011, l'importo complessivo del ritiro dei CV da parte del GSE sia inferiore del 30% rispetto al 2010 e che almeno l'80% di tale riduzione derivi dal contenimento della quantità di certificati verdi in eccesso;

D. M. 6 agosto 2010 (c.d. Conto Energia): è stato pubblicato (G.U. n. 197 del 24 agosto 2010) il decreto recante criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica. Il decreto costituisce l'ulteriore tassello della normativa avviata con i Decreti Ministeriali del 19 febbraio 2007 e del 28 luglio 2008. Le nuove disposizioni si applicano agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010.

Il decreto prevede, per gli impianti fotovoltaici una riduzione progressiva delle tariffe incentivanti rispetto alle tariffe del 2010. La riduzione è articolata in quadrimestri e la riduzione percentuale media alla fine del 2011 rispetto al 2010 è compresa tra il 10 ed il 17% nel terzo quadrimestre del 2011.

Andamento dei settori

Energia elettrica

Dati quantitativi

Fonti

Esercizio 2009	GWh (*)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trim. 2010	3° trim. 2009	Variaz. %
41.601	Produzione Italia:	30.953	31.048	(0,3%)	10.632	10.696	(0,6%)
35.646	- produzione termoelettrica	26.153	26.034	0,5%	8.817	8.999	(2,0%)
5.397	- produzione idroelettrica	4.310	4.635	(7,0%)	1.681	1.589	5,8%
558	- produzione eolica e altre rinnovabili	490	379	29,2%	134	108	23,8%
18.771	Altri acquisti ⁽¹⁾	21.529	13.445	60,1%	7.198	5.196	38,5%
60.372	Totale Fonti Italia	52.482	44.493	18,0%	17.830	15.892	12,2%
236	Produzione Estero	617	-	n.s.	287	-	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 2009	GWh (*)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trim. 2010	3° trim. 2009	Variaz. %
11.050	Dedicata CIP 6/92	7.990	8.201	(2,6%)	2.530	2.657	(4,8%)
2.464	Clienti captive e altro	2.778	1.919	44,8%	988	530	86,4%
46.858	Mercato libero:	41.714	34.373	21,4%	14.312	12.705	12,6%
24.978	Clienti finali ⁽¹⁾	20.464	18.340	11,6%	6.748	6.473	4,2%
2.452	IPEX e mandati	979	2.016	(51,4%)	478	655	(27,0%)
8.837	Grossisti e portafoglio industriale	10.287	5.377	91,3%	3.242	2.444	32,7%
10.591	Altre vendite ⁽²⁾	9.984	8.640	15,6%	3.844	3.133	22,7%
60.372	Totale impieghi Italia	52.482	44.493	18,0%	17.830	15.892	12,2%
236	Vendite produzione Estero	617	-	n.s.	287	-	n.s.

(*) Un GWh è pari a un milione di kWh

(1) Al lordo delle perdite

(2) Escluso portafoglio di trading

Dati economici

Esercizio 2009	(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trim. 2010	3° trim. 2009	Variaz. %
6.463	Ricavi di vendita	5.297	4.824	9,8%	1.859	1.592	16,8%
1.227	Margine operativo lordo reported	653	930	(29,8%)	225	374	(39,8%)
1.086	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	722	801	(9,9%)	239	341	(29,9%)
372	Investimenti in immobilizzazioni	185	271	17,8%	46	82	(43,9%)
1.946	Dipendenti (numero) ⁽²⁾	1.946	1.935	-			

(1) Vedi nota pagina 9

(2) Valori di fine periodo; le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2009

Produzioni ed Approvvigionamenti

Le produzioni del Gruppo del trimestre in Italia si attestano a 10.632 GWh, sostanzialmente allineate rispetto al terzo trimestre 2009. Per le produzioni termoelettriche, in particolare, nel terzo trimestre si registra una riduzione pari a circa il 2% anche in conseguenza del sensibile aumento delle produzioni idroelettriche e delle altre rinnovabili (+5,8% e +23,8% rispettivamente). Tale dato, in linea con la dinamica nazionale, è spiegato da una maggiore idraulicità del periodo in esame. Le produzioni estere si riferiscono al contributo della centrale di Elpedison Power Sa a Salonicco in Grecia i cui effetti sono inclusi nel perimetro di consolidamento a partire dal 31 marzo 2009.

Le produzioni nei primi nove mesi del 2010 sono risultate pari a 30.953 GWh, in diminuzione dello 0,3% rispetto ai primi nove mesi del 2009, evidenziando una flessione della produzione idroelettrica (-7,0%) parzialmente attenuata da un incremento della produzione eolica e altre rinnovabili (+29,2%) e da una lieve crescita della produzione termoelettrica (+0,5%).

Gli altri acquisti ad integrazione del portafoglio fonti sono aumentati di oltre il 60% rispetto allo stesso periodo del 2009; si evidenzia peraltro come in questa voce siano inclusi gli acquisti legati alle modalità operative di “bidding” degli impianti e altri volumi caratterizzati da una minore marginalità unitaria.

Vendite ed Attività commerciali

Nel trimestre le vendite di energia elettrica sono risultate pari a 17.830 GWh, in aumento del 12,2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (15.892 GWh); il segmento CIP 6/92 registra una lieve riduzione da ricondurre essenzialmente alla scadenza di convenzioni per alcuni centrali termoelettriche del Gruppo. Le vendite *captive* sono incrementate dell'86,4% in conseguenza della ripresa delle produzioni siderurgiche degli stabilimenti cui le centrali stesse risultano asservite. Il segmento di vendite al mercato libero registra nel trimestre una crescita del 12,6% in continuità con quanto osservato nel primo semestre portando la crescita dei volumi sui 9 mesi al 21,4%. In particolare queste ultime si connotano per variazioni di segno opposto a seconda del segmento considerato; in un contesto di estrema volatilità dello scenario il Gruppo ha optato per la riduzione della propria esposizione al rischio di fluttuazione dei prezzi delle commodities privilegiando le vendite alla clientela finale (+11,6%) e ai grossisti (+91,3%), a discapito dei volumi offerti in Borsa. Le altre vendite al mercato libero crescono del 15,6%; anche per questa voce, come commentato in precedenza sugli altri acquisti, si ricorda come i volumi in questione siano caratterizzati da bassa marginalità unitaria.

Al 30 settembre 2010 le vendite totali hanno raggiunto i 52.482 GWh, in aumento del 18% rispetto ai primi nove mesi del 2009.

Dati economici

I ricavi di vendita del terzo trimestre 2010 risultano pari a 1.859 milioni di euro, in aumento del 16,8% rispetto allo stesso periodo del 2009 sia grazie all'incremento dei volumi venduti che a un lieve aumento dei prezzi medi di vendita guidati dallo scenario di riferimento.

Relazione sulla gestione	Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo	Area di consolidamento
--------------------------	---	------------------------

Il margine operativo lordo adjusted si attesta a 239 milioni di euro, in flessione del 29,9% rispetto a quello realizzato nel terzo trimestre del 2009 (341 milioni di euro).

Come descritto in semestrale, va ricordato, che il margine operativo lordo adjusted della filiera in questione nel corso del 2009 era penalizzato da un'anticipazione di costi per le coperture dei combustibili necessari a produrre energia elettrica: infatti, in virtù delle strutture di indicizzazione del gas al Brent (generalmente basate su medie a 9 mesi), il costo del gas nel primo semestre del 2009 aveva seguito la discesa del Brent con un forte ritardo temporale. In conseguenza di ciò, sulle coperture di Brent e cambio attuate si erano realizzati nel periodo dei flussi di cassa negativi, che avevano anticipato il beneficio economico realizzatosi successivamente nel terzo e quarto trimestre dell'anno 2009 nei margini delle vendite a prezzo fisso di energia elettrica. Tale dinamica spiega interamente la pesante riduzione di margine operativo lordo del trimestre.

Complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno, i ricavi di vendita ammontano a 5.297 milioni di euro, in aumento del 9,8% rispetto allo stesso periodo del 2009 grazie all'incremento dei volumi venduti che ha più che compensato la diminuzione dei prezzi medi di vendita guidati dallo scenario di riferimento.

Il margine operativo lordo adjusted, pari a 722 milioni di euro, ha registrato un decremento del 9,9% rispetto ai primi nove mesi del 2009 (801 milioni di euro) da attribuirsi al segmento di vendite al mercato libero nel quale i maggiori volumi venduti hanno contrastato la compressione dei margini di commercializzazione, la minore redditività del segmento del mercato dei servizi di dispacciamento, una minore idraulicità cui si aggiunge il calo del margine operativo nel segmento di vendita CIP 6/92 per effetto di scadenze incentivi e convenzioni.

Investimenti

Nel terzo trimestre 2010 sono stati realizzati investimenti per 46 milioni di euro, in diminuzione del 43,9% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Al 30 settembre 2010 sono stati contabilizzati investimenti per 185 milioni di euro riferibili per circa 86 milioni di euro al settore termoelettrico, per circa 22 milioni di euro allo sviluppo del settore eolico in Italia ed in particolare al parco eolico di Mistretta e di San Giorgio, per circa 37 milioni di euro alla razionalizzazione e al rinnovo di impianti nel settore idroelettrico, per circa 34 milioni di euro agli investimenti di sviluppo della centrale di Thisvi in Grecia e per circa 6 milioni di euro ai settori fotovoltaico e dell'efficienza energetica.

Idrocarburi

Dati quantitativi

Fonti Gas

Esercizio 2009	Gas in milioni di mc	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trim. 2010	3° trim. 2009	Variaz. %
604	Produzione Italia	393	461	(14,8%)	126	150	(15,7%)
8.678	Import via gasdotti	5.449	6.523	(16,5%)	1.402	1.931	(27,4%)
1.682	Import via GNL	4.224	184	n.s.	1.350	143	n.s.
2.502	Acquisti nazionali	1.395	2.055	(32,1%)	685	721	(5,1%)
(256)	Variazione stoccaggi ⁽¹⁾	141	(407)	(134,6%)	(141)	(418)	(66,3%)
13.210	Totale Fonti (Italia)	11.602	8.816	31,6%	3.422	2.527	35,4%
1.231	Produzione estero ⁽²⁾	1.110	913	21,6%	385	351	9,8%

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

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

Impieghi Gas

Esercizio 2009	Gas in milioni di mc	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trim. 2010	3° trim. 2009	Variaz. %
3.043	Usi civili	2.216	1.998	10,9%	238	221	7,6%
1.378	Usi industriali	1.043	930	12,1%	271	281	(3,5%)
8.151	Usi termoelettrici	7.506	5.442	37,9%	2.618	1.856	41,1%
638	Altre vendite	837	446	87,7%	295	169	74,8%
13.210	Totale impieghi Italia	11.602	8.816	31,6%	3.422	2.527	35,4%
1.231	Vendite produzione estero ⁽²⁾	1.110	913	21,6%	385	351	9,8%

Produzioni olio

Esercizio 2009	migliaia di barili	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trim. 2010	3° trim. 2009	Variaz. %
1.703	produzione Italia	1.766	1.255	40,8%	586	391	50,1%
957	produzione estero ⁽¹⁾	878	709	23,8%	297	305	(2,6%)
2.660	Totale produzioni	2.644	1.963	34,6%	883	695	27,0%

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

Dati economici

Esercizio 2009	(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trim. 2010	3° trim. 2009	Variaz. %
4.158	Ricavi di vendita	3.689	3.002	22,9%	1.137	660	72,3%
347	Margine operativo lordo reported	349	274	27,4%	102	51	100,0%
488	Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	280	403	(30,5%)	88	84	4,8%
1.296	Investimenti in immobilizzazioni	131	1.186	(89,0%)	35	47	(24,9%)
66	Investimenti in esplorazione	45	63	(28,6%)	24	8	n.s.
1.357	Dipendenti (numero) ⁽²⁾	1.359	1.348	0,2%			

(1) Vedi nota pagina 9

(2) Valori di fine periodo; le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2009

Produzioni ed Approvvigionamenti

Nel trimestre la produzione di gas, totalizzando Italia e estero, è risultata pari a 511 milioni di metri cubi, in aumento del 2,1% rispetto allo stesso periodo del 2009. Le produzioni estere sono in aumento del 9,8% grazie al contributo delle concessioni egiziane di Rosetta ed Abu Qir nonché alla produzione della concessione di West Wadi El Rayan assente nel 2009, che hanno più che compensato la dinamica di naturale declino delle produzioni dei campi in Italia. Significativo (+27%) è stato anche l'incremento delle produzioni di olio del Gruppo, risultata pari a 883 migliaia di barili, contro i 695 dei primi nove mesi del 2009.

Tali dinamiche sono le medesime già osservate in semestrale e pertanto in termini progressivi a settembre le produzioni di gas naturale (Italia + estero) passano da 1.374 migliaia di barili a 1.503 facendo registrare un aumento pari a circa il 9,4% frutto di una riduzione del contributo dei campi italiani fisiologicamente in declino e di una variazione positiva delle produzioni estere. Relativamente alle produzioni di olio, nei primi nove mesi, le maggiori produzioni in Italia sono ascrivibili alla ripresa delle attività del campo Vega mentre quelle all'estero al contributo della concessione di Abu Qir e al nuovo campo in Egitto di West Wadi el Rayan.

Il totale delle importazioni di gas aumenta sia nel terzo trimestre (+33%) che nei primi nove mesi (+44%); in conseguenza della piena disponibilità dei volumi di gas liquefatto di provenienza qatarina, rigassificati presso il Terminale LNG di Rovigo e presenti solo per una piccola quota nel terzo trimestre 2009, periodo di entrata in esercizio dell'infrastruttura stessa.

A ciò si contrappone una riduzione delle importazioni via gasdotti attraverso contratti di lungo termine (-27,4% nel trimestre; -16,5% nei primi nove mesi), che riflette la grande disponibilità di volumi di gas spot commercializzati sui più importanti mercati europei a prezzi decisamente più bassi rispetto a quelli derivanti dai tradizionali contratti di acquisto gas di lungo termine.

A tale trend, si è aggiunto, sulla fine del trimestre 2010 l'interruzione delle forniture di gas proveniente dal Mare del Nord attraverso il metanodotto Transitgas a causa di smottamenti in territorio svizzero.

Vendite ed Attività Commerciale

Grazie alle maggiori disponibilità rivenienti dai volumi rigassificati presso il Terminale LNG, i quantitativi venduti sul mercato domestico (pari a 11.602 milioni di metri cubi a fine settembre 2010) hanno evidenziato un incremento pari al 31,6% rispetto ai primi nove mesi del 2009 in continuità con il trend già evidenziato nel corso dell'anno (+35,4% l'incremento del terzo trimestre).

In particolare, le vendite per usi civili risultano in aumento dell'10,9%, le vendite per usi industriali crescono del 12,1% e le vendite per usi termoelettrici si incrementano del 37,9%.

Le vendite ad altri operatori grossisti e al PSV sono risultate pari a 837 milioni di mc (446 milioni di metri cubi nel medesimo periodo dell'anno precedente).

Dati economici

I ricavi di vendita del terzo trimestre 2010 si attestano a 1.137 milioni di euro, con un incremento del 72,3% rispetto al terzo trimestre del 2009 grazie al consistente aumento dei volumi venduti e dei prezzi medi di vendita in conseguenza dell'andamento dello scenario di riferimento.

Nei primi nove mesi i ricavi di vendita raggiungono i 3.689 milioni di euro, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2009 del 22,9% grazie alla forte crescita dei volumi venduti che ha più che compensato la diminuzione dei prezzi medi di vendita.

Il margine operativo lordo adjusted nel terzo trimestre 2010, pari a 88 milioni di euro, risulta in linea rispetto agli 84 milioni di euro rilevati nello stesso periodo del 2009; l'attività E&P nel periodo ha beneficiato di un effetto positivo dello scenario prezzi e dei maggiori volumi venduti che hanno più che compensato la riduzione dei margini unitari nel segmento di compra-vendita del gas naturale per la forte pressione competitiva che sta caratterizzando tale attività.

Tale ultima circostanza è ancor più evidente nel confronto dei valori dei primi nove mesi in rapporto al medesimo periodo dell'anno precedente; la marcata contrazione del margine operativo lordo adjusted della Filiera Idrocarburi (280 milioni a settembre 2010 contro un valore di 403 milioni di euro a settembre 2009) è totalmente imputabile all'attività di compra-vendita del gas naturale. Tale attività, pur avvantaggiandosi della sostanziale raggiunta indipendenza nell'approvvigionamento di metano per rifornire le proprie centrali elettriche, ha patito una contrazione molto marcata dei margini unitari di vendita in conseguenza della pressione competitiva sui prezzi 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 tali ragioni come anticipato nel paragrafo "Evoluzione prevedibile dei risultati a fine esercizio" Edison ha dichiarato di aver attivato le rinegoziazioni dei contratti di import di gas a lungo termine al fine di ricondurre a condizioni di economicità il proprio portafoglio di contratti pluriennali di importazione.

Tale marcata contrazione è stata solo parzialmente attenuata dall'incremento del margine operativo lordo dell'attività di E&P che ha beneficiato di uno scenario petrolifero e di maggiori volumi venduti rispetto ai primi nove mesi 2009 nonchè del contributo crescente delle attività estere.

Investimenti

Gli investimenti nel terzo trimestre 2010 sono risultati pari a 35 milioni di euro, in diminuzione di circa 12 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nei primi nove mesi dell'anno il dato ammonta a circa 131 milioni di euro.

In Italia, i principali investimenti hanno riguardato il potenziamento dei campi di Cellino e Collalto per 12 milioni di euro e di San Potito e Cotignola per 3 milioni di euro, le attività propedeutiche allo sviluppo dei giacimenti Panda e Cassiopea per 4 milioni di euro, le attività di sviluppo del campo di Tesauro per 3 milioni di euro e lo sviluppo del nuovo campo di Capparuccia (AP) per 4 milioni di euro.

Relazione sulla gestione	Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo	Area di consolidamento
--------------------------	---	------------------------

In Egitto gli investimenti hanno riguardato la concessione di Abu Qir (53 milioni di euro) dove proseguono le attività di perforazione e quelle di progetto finalizzate alla realizzazione della nuova piattaforma NAQ PII nonché le attività per la modifica e il potenziamento delle piattaforme esistenti NAQ PI e WAQ PI.

In Croazia sono terminate le attività di commissioning e start up delle due piattaforme off-shore Izabela South e Izabela North, per le quali sono stati contabilizzati 35 milioni di euro.

Attività di esplorazione

Nel corso del terzo trimestre le spese per l'attività di esplorazione sono risultate pari a 24 milioni di euro in aumento di circa 16 milioni di euro rispetto al terzo trimestre dell'anno precedente.

Complessivamente, nei primi nove mesi del 2010, sono stati realizzati investimenti per circa 45 milioni di euro, quasi interamente in Paesi esteri e principalmente in Egitto (15 milioni) per le attività di drilling nella concessione di Abu Qir e le perforazioni nel blocco West Wadi el Rayan e Sidi Abd el Rahaman oltre che in Norvegia (19 milioni) per le attività di perforazione del pozzo 6507/7-14s nella licenza 435 Zidane operativo sul giacimento di recente scoperta.

Corporate e altri settori

Dati significativi

Esercizio 2009	(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variaz. %	3° trim. 2010	3° trim. 2009	Variaz. %
53	Ricavi di vendita	38	38	-	13	12	8,3%
(103)	Margine operativo lordo	(72)	(76)	5,3%	(23)	(29)	20,7%
n.s.	% sui Ricavi di vendita	n.s.	n.s.		n.s.	n.s.	
11	Investimenti in immobilizzazioni	65	7	n.s.	1	3	(66,7%)
620	Dipendenti (numero) ⁽¹⁾	631	614	1,8%			

(1) Valori di fine periodo; le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31.12.2009

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 sia del terzo trimestre che dei primi nove mesi 2010 sono sostanzialmente in linea a quelli degli stessi periodi dell’anno precedente mentre il margine operativo lordo, negativo per 23 milioni di euro nel trimestre e per 72 milioni nei primi nove mesi, è in miglioramento rispetto agli stessi periodi dell’anno 2009.

Gli investimenti in immobilizzazioni includono 62 milioni di euro relativi all’acquisto dell’immobile sito in Milano, Foro Buonaparte 35, effettuato nel mese di gennaio.

Rischi e incertezze

Si rimanda al paragrafo “*Gestione dei rischi finanziari del Gruppo*” contenuto all’interno della Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo in cui vengono illustrate le attività del gruppo Edison in merito alla gestione dei rischi.

Operazioni con parti correlate

Si rimanda al paragrafo “*Operazioni infragruppo e con parti correlate*” contenuto all’interno della Sintesi economico-finanziaria e patrimoniale del Gruppo per le informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

**SINTESI
ECONOMICO-
FINANZIARIA E
PATRIMONIALE DEL
GRUPPO**

al 30 settembre 2010



Stato patrimoniale

(in milioni di euro)

30.09.2009 ^(*)				30.09.2010		31.12.2009 ^(*)	
di cui con Parti correlate		Nota		di cui con Parti correlate		di cui con Parti correlate	
ATTIVITA'							
7.437	-	Immobilizzazioni materiali	1	7.407	-	7.445	-
14	-	Immobili detenuti per investimento	2	11	-	12	-
3.538	-	Avviamento	3	3.538	-	3.538	-
1.241	-	Concessioni idrocarburi	4	1.215	-	1.259	-
113	-	Altre immobilizzazioni immateriali	5	98	-	108	-
48	-	Partecipazioni	6	49	-	43	-
306	-	Partecipazioni disponibili per la vendita	6	297	-	304	-
97	-	Altre attività finanziarie	7	88	-	98	-
83	-	Crediti per imposte anticipate	8	121	-	103	-
33	-	Altre attività	9	106	-	21	-
12.910	-	Totale attività non correnti		12.930	-	12.931	-
342	-	Rimanenze		316	-	308	-
1.994	59	Crediti commerciali		2.015	53	1.862	83
7	-	Crediti per imposte correnti		29	-	33	-
468	22	Crediti diversi		506	40	545	84
44	-	Attività finanziarie correnti		67	-	30	-
316	-	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		333	-	748	-
3.171	-	Totale attività correnti	10	3.266	-	3.526	-
-	-	Attività in dismissione		-	-	-	-
16.081	-	Totale attività		16.196	-	16.457	-
PASSIVITA'							
5.292	-	Capitale sociale		5.292	-	5.292	-
1.771	-	Altre riserve		1.641	-	1.830	-
3	-	Riserva di conversione		7	-	4	-
711	-	Utili (perdite) portati a nuovo		884	-	711	-
203	-	Risultato netto del periodo		179	-	240	-
7.980	-	Totale patrimonio netto di Gruppo		8.003	-	8.077	-
179	-	Patrimonio netto di terzi		181	-	177	-
8.159	-	Totale patrimonio netto	11	8.184	-	8.254	-
65	-	Trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza	12	64	-	64	-
581	-	Fondo imposte differite	13	541	-	584	-
773	-	Fondi per rischi e oneri	14	818	-	837	-
1.899	-	Obbligazioni	15	1.195	-	1.199	-
2.242	-	Debiti e altre passività finanziarie	16	1.510	-	2.184	-
34	-	Altre passività	17	35	-	30	-
5.594	-	Totale passività non correnti		4.163	-	4.898	-
37	-	Obbligazioni		1.273	-	721	-
482	16	Debiti finanziari correnti		500	15	611	15
1.242	32	Debiti verso fornitori		1.602	71	1.469	41
55	-	Debiti per imposte correnti		34	-	38	-
512	77	Debiti diversi		440	33	466	71
2.328	-	Totale passività correnti	18	3.849	-	3.305	-
-	-	Passività in dismissione		-	-	-	-
16.081	-	Totale passività e patrimonio netto		16.196	-	16.457	-

(*) I valori delle "Immobilizzazioni materiali" e "Altre immobilizzazioni immateriali" sono rivisitati ai soli fini comparativi per riflettere l'adozione dell'IFRIC12.

Conto economico

(in milioni di euro)

Esercizio 2009 ^(*)		Nota	9 mesi 2010		9 mesi 2009 ^(*)		3° trimestre 2010	3° trimestre 2009 ^(*)	
	di cui con Parti correlate		di cui con Parti correlate		di cui con Parti correlate				
8.867	301	Ricavi di vendita	19	7.593	263	6.501	225	2.506	1.912
517	77	Altri ricavi e proventi	20	333	40	348	60	65	122
9.384	378	Totale ricavi		7.926	303	6.849	285	2.571	2.034
(7.673)	(72)	Consumi di materie e servizi (-)	21	(6.811)	(127)	(5.543)	(51)	(2.209)	(1.576)
(240)	-	Costo del lavoro (-)	22	(185)	-	(178)	-	(58)	(62)
1.471		Margine operativo lordo	23	930		1.128		304	396
(772)	-	Ammortamenti e svalutazioni (-)	24	(562)	-	(566)	-	(200)	(188)
699		Risultato operativo		368		562		104	208
(156)	-	Proventi (oneri) finanziari netti	25	(93)	-	(117)	-	(42)	(37)
(3)	-	Proventi (oneri) da partecipazioni	26	-	-	2	-	1	1
(11)	3	Altri proventi (oneri) netti	27	34	-	1	3	4	(1)
529		Risultato prima delle imposte		309		448		67	171
(278)	-	Imposte sul reddito	28	(119)	-	(233)	-	(23)	(83)
251		Risultato netto da attività in esercizio		190		215		44	88
-	-	Risultato netto da attività in dismissione		-	-	-	-	-	-
251		Risultato netto del periodo		190		215		44	88
		Di cui:							
11		Risultato netto di competenza di terzi		11		12		7	7
240		Risultato netto di competenza di Gruppo		179		203		37	81
		Utile per azione (in euro)	29						
0,0448		Risultato di base azioni ordinarie		0,0333		0,0378			
0,0748		Risultato di base azioni di risparmio		0,0633		0,0678			
0,0448		Risultato diluito azioni ordinarie		0,0333		0,0378			
0,0748		Risultato diluito azioni di risparmio		0,0633		0,0678			

^(*) I valori sono rivisitati ai soli fini comparativi per riflettere l'adozione dell'IFRIC 12.

Altre componenti di conto economico complessivo

(in milioni di euro)

Esercizio 2009	Nota	9 mesi 2010	9 mesi 2009	3° trimestre 2010	3° trimestre 2009	
251		Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	190	215	44	88
		Altre componenti del risultato complessivo:				
298	11, 30	- Variazione riserva di cash flow hedge	(45)	206	(60)	(13)
2	11, 30	- Risultato di partecipazioni disponibili per la vendita	(1)	3	1	4
7	30	- Differenze da conversione di attività in valuta estera	3	6	(1)	1
-	30	- Quota delle altre componenti di utile complessivo di partecipazioni collegate	-	-	-	-
(110)	11, 30	Imposte sul reddito riferite alle altre componenti del risultato complessivo (-)	17	(76)	23	5
197		Totale altre componenti del risultato complessivo al netto delle imposte	(26)	139	(37)	(3)
448		Totale risultato netto complessivo del periodo	164	354	7	85
		di cui:				
11		di competenza di terzi	11	12	7	7
437		di competenza di Gruppo	153	342	-	78

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) dei primi nove mesi del 2010. 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 sulla gestione, che analizza la variazione complessiva dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo.

Esercizio 2009			9 mesi 2010		9 mesi 2009	
di cui con Parti correlate	(in milioni di euro)	Nota	di cui con Parti correlate	di cui con Parti correlate	di cui con Parti correlate	di cui con Parti correlate
240	-	Utile (perdita) del periodo di Gruppo da attività in esercizio	179	-	203	-
-	-	Utile (perdita) del periodo di Gruppo da attività in dismissione	-	-	-	-
11	-	Utile (perdita) del periodo di competenza di terzi da attività in esercizio	11	-	12	-
251		Totale utile (perdita) di Gruppo e di terzi	190		215	
772	-	Ammortamenti e svalutazioni	562	-	566	-
5	-	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	-
(9)	-	(Plusvalenze) minusvalenze da realizzo di immobilizzazioni	6	-	(2)	-
(1)	-	Variazione del trattamento di fine rapporto	-	-	-	-
142	-	Variazione di altre attività e passività di esercizio	(209)	-	(174)	-
1.161		A. Flusso monetario da attività d'esercizio da attività continue	549		606	
(1.745)	-	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-)	(426)	-	(1.527)	-
(56)	-	Investimenti in immobilizzazioni finanziarie (-)	(7)	-	(48)	-
(80)	-	Prezzo di acquisizione business combinations (-)	(41)	-	(80)	-
43	-	Prezzo di cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali	7	-	24	-
15	-	Prezzo di cessione di immobilizzazioni finanziarie	-	-	-	-
-	-	Rimborsi di capitale da immobilizzazioni finanziarie	5	-	-	-
(4)	-	Altre attività correnti	(37)	-	(18)	-
(1.827)		B. Flusso monetario da attività di investimento	(499)		(1.649)	
2.074	-	Accensioni nuovi finanziamenti a medio e lungo termine	535	-	2.074	-
(540)	-	Rimborsi di finanziamenti a medio e lungo termine (-)	(626)	-	(478)	-
-	-	Apporti di capitale da società controllanti o da terzi azionisti	10	-	-	-
(278)	(208)	Dividendi pagati a società controllanti o a terzi azionisti (-)	(238)	(178)	(278)	(208)
(26)	-	Variazione dei debiti finanziari a breve	(146)	-	(143)	-
1.230		C. Flusso monetario da attività di finanziamento	(465)		1.175	
(4)		D. Disponibilità liquide da variazioni del perimetro di consolidamento	-		(4)	
-		E. Differenze di cambio nette da conversione	-		-	
-		F. Flusso monetario netto da attività d'esercizio di attività in dismissione	-		-	
560		G. Flusso monetario netto del periodo (A+B+C+D+E+F)	(415)		128	
188		H. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	748		188	
748		I. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo (G+H)	333		316	
748		L. Totale disponibilità e mezzi equivalenti alla fine del periodo (I)	333		316	
-		M. (-) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti di attività in dismissione	-		-	
748		N. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti delle attività continue (L-M)	333		316	

Variazione del patrimonio netto consolidato

(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 di Gruppo	Patrimonio Netto di terzi	Totale Patrimonio Netto
				Differenze da conversione di attività in valuta estera	Cash Flow Hedge	Partecipazioni disponibili per la vendita	Quota delle altre componenti di utile complessivo di partecipazioni collegate				
Saldi al 31 dicembre 2008	5.292	72	2.377	(3)	(171)	(4)	-	346	7.909	164	8.073
Destinazione utili esercizio precedente	-	19	327	-	-	-	-	(346)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	-	(268)	-	-	-	-	-	(268)	(12)	(280)
Variazione area di consolidamento	-	-	(2)	-	-	-	-	-	(2)	15	13
Altri movimenti	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(1)	-	(1)
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	-	6	130	3	-	203	342	12	354
di cui:											
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	-	6	130	3	-	-	139	-	139
- Risultato netto dal 1° gennaio al 30 settembre 2009	-	-	-	-	-	-	-	203	203	12	215
Saldi al 30 settembre 2009	5.292	91	2.433	3	(41)	(1)	-	203	7.980	179	8.159
Altri movimenti	-	(1)	3	-	-	-	-	-	2	(1)	1
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	-	1	58	(1)	-	37	95	(1)	94
di cui:											
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	-	1	58	(1)	-	-	58	-	58
- Risultato netto dal 1° ottobre 2009 al 31 dicembre 2009	-	-	-	-	-	-	-	37	37	(1)	36
Saldi al 31 dicembre 2009	5.292	90	2.436	4	17	(2)	-	240	8.077	177	8.254
Destinazione utili esercizio precedente	-	35	205	-	-	-	-	(240)	-	-	-
Distribuzione dividendi	-	-	(228)	-	-	-	-	-	(228)	(16)	(244)
Aumento capitale sociale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	10
Altri movimenti	-	-	1	-	-	-	-	-	1	(1)	-
Totale risultato netto complessivo del periodo	-	-	-	3	(28)	(1)	-	179	153	11	164
di cui:											
- Variazione di periodo del risultato complessivo	-	-	-	3	(28)	(1)	-	-	(26)	-	(26)
- Risultato netto dal 1° gennaio al 30 settembre 2010	-	-	-	-	-	-	-	179	179	11	190
Saldi al 30 settembre 2010	5.292	125	2.414	7	(11)	(3)	-	179	8.003	181	8.184

NOTE ILLUSTRATIVE AL RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE AL 30 SETTEMBRE 2010

Contenuto e forma

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2010 del gruppo Edison è redatto ai sensi dell'art. 154-ter del D. Lgs. 24.2.98 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 Resoconto sono gli "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.). I principi contabili e criteri di consolidamento, gli schemi di bilancio, il consolidamento d'impres estere e i criteri di conversione di poste in valuta e i criteri di valutazione adottati nella redazione del Resoconto intermedio di gestione sono conformi a quelli utilizzati per il Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, al quale si rimanda per completezza di trattazione.

A decorrere dal 1° gennaio 2010 sono state applicate alcune modifiche ai principi contabili internazionali e alle interpretazioni, illustrate nel seguito:

- l'interpretazione IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" è applicata nei bilanci delle società private che gestiscono attività di interesse pubblico affidate tramite concessioni quando l'ente concedente (i) controlla/regola, determinandone il prezzo, quali servizi di pubblica utilità devono essere offerti dalle società concessionarie tramite le infrastrutture che il concessionario ottiene in gestione o realizza e (ii) mantiene, mediante la proprietà o in altri modi, l'autorizzazione concessa e qualunque interesse residuo sulle infrastrutture alla scadenza della concessione. Nel gruppo Edison l'interpretazione è applicabile esclusivamente alle attività di distribuzione a bassa pressione di gas. L'incertezza del quadro regolatorio storico di riferimento unitamente al fatto che il Gruppo ha acquisito il controllo della maggior parte delle concessioni tramite acquisizioni successive hanno determinato l'impraticabilità di un'applicazione retrospettiva e, per tale ragione, è stata effettuata un'applicazione di tipo prospettico. Alla data di prima applicazione le infrastrutture in esame iscritte tra le "Immobilizzazioni materiali", per un valore di 72 milioni di euro, sono state riclassificate tra le "Altre immobilizzazioni immateriali". Tenuto conto della struttura della tariffa spettante ai servizi resi in concessione non è possibile enucleare in modo attendibile il margine dell'attività di costruzione dal margine per l'attività di esercizio; pertanto in considerazione del fatto che una parte significativa dei lavori è appaltata a terzi, gli investimenti sostenuti sono iscritti tra le "Altre immobilizzazioni immateriali" in base al costo sostenuto al netto dell'eventuale contributo percepito dall'ente concedente o da privati. In conformità allo IAS 11 "Lavori in corso su ordinazione", la capitalizzazione di tali costi avviene indirettamente tramite conto economico; ciò al 30 settembre 2010 ha comportato l'iscrizione di ricavi e costi per circa 2 milioni di euro, senza alcun effetto sul risultato. Il valore iscritto tra le "Altre immobilizzazioni immateriali", dedotto il valore che si stima di recuperare a scadenza, è ammortizzato sulla base di aliquote

economico-tecniche (per i beni devolvibili a pagamento), ovvero al minore tra durata della concessione ed aliquote economico-tecniche (per i beni gratuitamente devolvibili);

- l'IFRS 1 *revised* che riguarda i soggetti che devono applicare per la prima volta i principi IFRS ai quali è richiesto di predisporre un documento di “*First Time Adoption*”;
- modifiche all'IFRS 2 in tema di contabilizzazione delle operazioni con pagamenti basati su azioni regolati per cassa all'interno di un Gruppo con contestuale abrogazione dell'IFRIC 8 e IFRIC 11;
- l'IFRS 3 *revised* che introduce modifiche nella modalità di rappresentazione delle aggregazioni aziendali, fra queste si segnala in particolare: nelle acquisizioni del controllo realizzato in più fasi è necessario rimisurare a *fair value* l'intera partecipazione posseduta; le transazioni effettuate con i terzi successive all'acquisizione del controllo e nell'ipotesi di mantenimento del controllo medesimo sono iscritte a patrimonio netto; i costi sostenuti per l'acquisizione devono essere spesi immediatamente a conto economico; le variazioni alle “*contingent consideration*” sono iscritte a conto economico;
- lo IAS 27 *revised* che attiene alla valorizzazione delle partecipazioni in ipotesi di incremento o decremento di quota di possesso. In ipotesi di variazioni di possesso con mantenimento del controllo, gli effetti vanno ora iscritti a patrimonio netto; viceversa nell'ipotesi di perdita di controllo la partecipazione residua è valutata a *fair value*;
- l'IFRIC 15 “Accordi per la costruzione di immobili” al momento non applicabile nel Gruppo;
- l'IFRIC 16 “Coperture di un investimento netto in una gestione estera”: l'interpretazione si applica nei casi in cui la società intenda coprire il rischio cambio derivante da un investimento in un'entità estera e si voglia qualificare questa operazione come un'operazione di copertura ai sensi dello IAS 39;
- l'IFRIC 17 “Distribuzione ai soci di attività non rappresentate da disponibilità liquide”: l'interpretazione precisa in particolare quando va rilevato il dividendo e in quale modo lo stesso deve essere valutato e come, al momento del regolamento del dividendo, si procede all'iscrizione delle differenze tra valore contabile delle attività distribuite e il valore contabile del dividendo liquidabile;
- l'IFRIC 18 “Cessioni di attività da parte della clientela”: l'interpretazione riguarda le modalità di iscrizione dei beni ricevuti dai propri clienti, ovvero dei pagamenti per cassa, per l'allacciamento a una rete di distribuzione. L'IFRIC 18 è applicabile esclusivamente dai soggetti che non sono tenuti ad applicare l'IFRIC 12;
- Alcune modifiche marginali ad altri principi contabili e interpretazioni.

Per completezza va evidenziato che, a decorrere dal 2011, saranno inoltre applicate alcune modifiche marginali a principi contabili internazionali e interpretazioni pubblicati nella G.U.C.E. nei primi nove mesi del 2010. In particolare:

- lo IAS 24 *revised* che richiede che vengano fornite informazioni integrative sugli impegni con parti correlate;
- l'IFRIC 14 "Pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima";
- l'IFRIC 19 "Estinzioni di passività finanziarie con strumenti rappresentativi di capitale".

Si segnala che i valori al 30 settembre 2009 e al 31 dicembre 2009, per le poste di stato patrimoniale ("Immobilizzazioni materiali" e "Altre immobilizzazioni immateriali") e di conto economico sono ripresentati ai soli fini comparativi per riflettere l'adozione dell'IFRIC 12.

Il Consiglio di Amministrazione tenutosi in data 26 ottobre 2010 ha autorizzato la pubblicazione del presente Resoconto intermedio di gestione, che non è sottoposto a revisione contabile.

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

Variazione dell'area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2009

Le variazioni dell'area di consolidamento del Gruppo avvenute nei primi nove mesi del 2010 hanno riguardato esclusivamente la **filiera energia elettrica**:

- il deconsolidamento dal 1° gennaio 2010 della società Ascot Srl posta in liquidazione;
- la costituzione della società Edison Energie Speciali Calabria Spa detenuta al 100% da Edison Spa;
- la cessione a terzi del 10% della società Presenzano Energia Srl;
- l'acquisizione, nel mese di luglio, del controllo totalitario da parte di Edison Energie Speciali Spa della società Parco Eolico San Francesco Srl dalla società Gamesa Energia Sa Unipersonal. Tale società, che detiene impianti eolici nel comune di Melissa (KR) della potenza di 26 MW, è ora consolidata integralmente.

Nella tabella che segue si riepilogano gli effetti preliminari sulla situazione patrimoniale del Gruppo prodotti dall'operazione di aggregazione aziendale che ha avuto luogo nei primi nove mesi del 2010:

(in milioni di euro)	Parco Eolico San Francesco Srl
Fair value attività nette acquisite	42
% acquisita	100%
Costo totale dell'acquisizione	42
Effetti derivanti dall'acquisizione:	
- iscrizione dell'avviamento	-
- riconoscimento di una plusvalenza	-
Effetti sull'indebitamento finanziario netto:	
Esborso di cassa	41
Variazione perimetro	-
Totale effetti sull'indebitamento finanziario netto	41

Tale operazione è stata rilevata in bilancio ai sensi dell'IFRS 3 *revised* ("aggregazioni aziendali"), vale a dire rilevando il *fair value* di attività e passività acquisite. Al riguardo si segnala che tali valori sono da ritenersi provvisori in quanto, ai sensi dell'IFRS 3, la valutazione diventa definitiva entro 12 mesi dalla data di acquisizione.

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	GRUPPO									
	Filiera energia elettrica		Filiera idrocarburi		Corporate e altri settori		Rettifiche e elisioni		EDISON	
	9 mesi 2010	9 mesi 2009	9 mesi 2010	9 mesi 2009	9 mesi 2010	9 mesi 2009	9 mesi 2010	9 mesi 2009	9 mesi 2010	9 mesi 2009
(in milioni di euro)										
Ricavi di vendita	5.297	4.824	3.689	3.002	38	38	(1.431)	(1.363)	7.593	6.501
- di cui verso terzi	5.294	4.819	2.290	1.673	9	9	-	-	7.593	6.501
- di cui Intersectoriali	3	5	1.399	1.329	29	29	(1.431)	(1.363)	-	-
Margini operativo lordo	653	930	349	274	(72)	(76)	-	-	930	1.128
% sui ricavi di vendita	12,3%	19,3%	9,5%	9,1%	ns	ns	-	-	12,2%	17,4%
Ammortamenti e svalutazioni	(397)	(391)	(157)	(168)	(8)	(7)	-	-	(562)	(566)
Risultato operativo	256	539	192	106	(80)	(83)	-	-	368	562
% sui ricavi di vendita	4,8%	11,2%	5,2%	3,5%	ns	n.s.	-	-	4,8%	8,6%
Proventi (oneri) finanziari netti									(93)	(117)
Risultato da partecipazioni valutate ad equity									1	-
Imposte sul reddito									(119)	(233)
Risultato netto da attività in esercizio									190	215
Risultato netto da attività in dismissione									-	-
Risultato netto di competenza di terzi									11	12
Risultato netto di competenza del Gruppo									179	203

STATO PATRIMONIALE	GRUPPO									
	Filiera energia elettrica		Filiera idrocarburi		Corporate e altri settori		Rettifiche e elisioni		EDISON	
	30.09.2010	31.12.2009	30.09.2010	31.12.2009	30.09.2010	31.12.2009	30.09.2010	31.12.2009	30.09.2010	31.12.2009
(in milioni di euro)										
Totale attività correnti e non correnti	11.980	11.743	4.375	4.194	5.471	5.445	(5.630)	(4.925)	16.196	16.457
Totale passività correnti e non correnti	4.334	4.031	2.503	2.826	4.318	4.327	(3.143)	(2.981)	8.012	8.203
Indebitamento finanziario netto									3.995	3.858

ALTRE INFORMAZIONI	GRUPPO									
	Filiera energia elettrica		Filiera idrocarburi		Corporate e altri settori		Rettifiche e elisioni		EDISON	
	9 mesi 2010	9 mesi 2009	9 mesi 2010	9 mesi 2009	9 mesi 2010	9 mesi 2009	9 mesi 2010	9 mesi 2009	9 mesi 2010	9 mesi 2009
(in milioni di euro)										
Investimenti tecnici	183	267	128	175	64	2	-	-	375	444
Investimenti in esplorazione	-	-	45	63	-	-	-	-	45	63
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	2	4	3	1.011	1	5	-	-	6	1.020
Totale investimenti	185	271	176	1.249	65	7	-	-	426	1.527

DIPENDENTI (numero)	GRUPPO									
	Filiera energia elettrica		Filiera idrocarburi		Corporate e altri settori		Rettifiche e elisioni		EDISON	
	30.09.2010	31.12.2009	30.09.2010	31.12.2009	30.09.2010	31.12.2009	30.09.2010	31.12.2009	30.09.2010	31.12.2009
	1.946	1.946	1.359	1.357	631	620	-	-	3.936	3.923

Al momento il Gruppo non ritiene rilevante l'**area geografica** essendo essenzialmente ubicato e attivo sul territorio italiano. A partire dal 2009 il Gruppo ha, tuttavia, iniziato a operare all'estero dove, a fine periodo, le attività immobilizzate nette ammontano complessivamente a 1.670 milioni di euro, di cui 247 milioni nella filiera energia elettrica, essenzialmente riferiti alla Grecia, e 1.422 milioni di euro nella filiera idrocarburi, dei quali 1.071 milioni di euro inerenti alla concessione egiziana di Abu Qir. Al 30 settembre 2010, l'apporto delle attività estere è pari al 9% del margine operativo lordo e al 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 è presente un solo cliente rilevante, ai sensi dell'IFRS 8, con ricavi di vendita complessivi per 940 milioni di euro nel corso del periodo, equivalenti a circa l'11% dei ricavi di vendita della filiera.

NOTE ALLE POSTE DELLO STATO PATRIMONIALE

Attività

1. Immobilizzazioni materiali

La tabella che segue ne illustra la composizione e 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 31.12.2009 pubblicati	820	6.139	10	5	543	7.517
Adozione IFRIC 12	-	(69)	(3)	-	-	(72)
Valori iniziali al 31.12.2009 comparativi (A)	820	6.070	7	5	543	7.445
Variazioni al 30 settembre 2010:						
- acquisizioni	64	115	1	1	194	375
- alienazioni (-)	-	(11)	-	-	(1)	(12)
- ammortamenti (-)	(34)	(411)	(1)	(1)	-	(447)
- svalutazioni (-)	-	(4)	-	-	(8)	(12)
- variazione perimetro di consolidamento	-	48	-	-	-	48
- decommissioning	-	7	-	-	-	7
- altri movimenti	3	177	-	-	(177)	3
Totale variazioni (B)	33	(79)	-	-	8	(38)
Valori al 30.09.2010 (A+B)	853	5.991	7	5	551	7.407

Si segnala che, a seguito dell'applicazione dell'interpretazione IFRIC 12, sono stati riclassificati i saldi iniziali delle immobilizzazioni materiali, relativi alle infrastrutture della distribuzione gas, alla posta "Altre immobilizzazioni immateriali" per 72 milioni di euro.

Le **acquisizioni**, per 375 milioni di euro, presentano la seguente ripartizione:

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009
Filiera energia elettrica	183	267
di cui:		
- comparto termoelettrico	118	140
- comparto idroelettrico	37	44
- comparto fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico etc.)	28	83
Filiera idrocarburi	128	175
di cui:		
- giacimenti Italia	14	24
- giacimenti Estero	95	123
- infrastrutture di trasporto e stoccaggio	19	28
Corporate e altri settori	64	2
Totale Gruppo	375	444

Relativamente ai principali investimenti si segnala, nella Corporate e altri settori, l'acquisto di un fabbricato sito a Milano in Foro Buonaparte n° 35 per complessivi 62 milioni di euro, che è stato destinato ad uso uffici.

La **variazione del perimetro di consolidamento** (48 milioni di euro) si riferisce all'acquisizione della società Parco Eolico San Francesco Srl a decorrere dal mese di luglio 2010.

La variazione della voce **decommissioning** fa riferimento alla valorizzazione dei costi di smantellamento e ripristino siti relativi ai nuovi impianti di estrazione in Croazia disponibili per l'uso dal terzo trimestre 2010.

Gli oneri finanziari capitalizzati tra le immobilizzazioni materiali in accordo con lo IAS 23 *revised* risultano pari a circa 3 milioni di euro.

Si segnala, inoltre, che il valore netto delle immobilizzazioni materiali comprende:

- i **beni gratuitamente devolvibili** per 435 milioni di euro (487 milioni di euro al 31 dicembre 2009), riferiti principalmente alle concessioni di cui è titolare il gruppo Edison (71 nel comparto idroelettrico). La riduzione attiene per 9 milioni di euro alla riclassifica alle Altre immobilizzazioni immateriali per l'applicazione dell'IFRIC 12;
- i **beni in locazione finanziaria** iscritti con la metodologia dello IAS 17 *revised* per 39 milioni di euro (34 milioni di euro al 31 dicembre 2009), di cui 6 milioni realizzati nel periodo nel comparto fonti rinnovabili. Il valore del residuo debito finanziario, pari a 35 milioni di euro, è esposto per 32 milioni di euro tra i "Debiti e altre passività finanziarie" e per 3 milioni di euro tra i "Debiti finanziari correnti".

2. 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. La riduzione di un milione di euro rispetto al 31 dicembre 2009 è attribuibile agli ammortamenti del periodo e alla cessione di alcuni terreni e fabbricati.

3. Avviamento

E' pari a 3.538 milioni di euro, invariato rispetto al 31 dicembre 2009.

Allocazione dell'avviamento (in milioni di euro)	30.09.2010	31.12.2009
Filiera energia elettrica	2.838	2.838
Filiera idrocarburi	700	700
Totale	3.538	3.538

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 almeno annuale.

Nel periodo in esame non si sono evidenziati *impairment indicators* che hanno inciso sul valore di tale posta.

4. Concessioni idrocarburi

Le concessioni per la coltivazione di idrocarburi rappresentate da 81 titoli minerari in Italia e all'estero (di cui 3 concessioni di stoccaggio) per lo sfruttamento di giacimenti di idrocarburi, ammontano a 1.215 milioni di euro e registrano, rispetto al 31 dicembre 2009, un decremento netto di 44 milioni di euro a seguito dell'ammortamento del periodo.

5. 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 imm. immateriali	Immobiliz- zazioni in corso e acconti	Totale
Valori iniziali al 31.12.2009 pubblicati	20	5	-	-	6	5	36
Adozione IFRIC 12	72	-	-	-	-	-	72
Valori iniziali al 31.12.2009 comparativi (A)	92	5	-	-	6	5	108
Variazioni al 30 settembre 2010:							
- acquisizioni	4	-	-	45	-	2	51
- alienazioni (-)	(1)	-	-	-	-	-	(1)
- ammortamenti (-)	(14)	-	-	(45)	-	-	(59)
- altri movimenti	5	(4)	2	-	-	(4)	(1)
Totale variazioni (B)	(6)	(4)	2	-	-	(2)	(10)
Valori al 30.09.2010 (A+B)	86	1	2	-	6	3	98

Si segnala che, a seguito dell'applicazione dell'IFRIC 12, la voce **Concessioni, licenze, brevetti e diritti simili** include, a partire dal 1° gennaio 2010, le infrastrutture della distribuzione gas, ove il Gruppo è titolare di 62 concessioni.

Con riferimento ai **costi di esplorazione**, si segnala che nel corso del periodo sono stati sostenuti e interamente ammortizzati 45 milioni di euro, peraltro non si sono evidenziate capitalizzazioni da successi esplorativi e conseguenti passaggi in sviluppo.

6. 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 297 milioni di euro a partecipazioni disponibili per la vendita, che includono, fra l'altro, RCS Mediagroup Spa (9 milioni di euro) e Terminale GNL Adriatico Srl (281 milioni di euro) società che detiene il rigassificatore *off-shore* al largo di Porto Viro (RO).

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 31.12.2009 (A)	43	304	347
Variazioni al 30 settembre 2010:			
- variazioni del capitale	5	(5)	-
- valutazioni a mercato	-	(1)	(1)
- altre variazioni	1	(1)	-
Totale variazioni (B)	6	(7)	(1)
Valori al 30.09.2010 (A+B)	49	297	346

Le **variazioni di capitale** si riferiscono a:

- un rimborso di versamenti di capitale effettuato dalla società Terminale GNL Adriatico Srl (5 milioni di euro);
- un incremento di capitale della società Galsi Spa (5 milioni di euro).

7. 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)	30.09.2010	31.12.2009	Variazioni
Credito finanziario Ibiritermo (IFRIC 4)	83	79	4
Conto di deposito vincolato fruttifero ^(*)	-	14	(14)
Depositi bancari vincolati su contratti project financing	4	4	-
Altre attività finanziarie	1	1	-
Totale altre attività finanziarie	88	98	(10)

^(*) Derivante dalla cessione di partecipazioni.

Si segnala che il conto deposito vincolato fruttifero di interessi, derivante dalla cessione di partecipazioni, è stato liberato dai vincoli di disponibilità nel corso del periodo.

8. 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 121 milioni di euro (103 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e sono correlate:

- per 51 milioni di euro a fondi rischi tassati;
 - per 46 milioni di euro a differenze di valore su immobilizzazioni;
 - per 8 milioni di euro a perdite fiscali riportabili a nuovo;
- e per il residuo essenzialmente all'applicazione dello IAS 39.

9. Altre attività

Sono pari a 106 milioni di euro, in aumento di 85 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009 e si riferiscono:

- per 87 milioni di euro all'importo del *take or pay* corrisposto, relativo ai volumi del gas naturale per i quali è maturato in capo a Edison Spa l'obbligo di ritiro in adempimento ai relativi contratti d'acquisto. Per tale ammontare è prevista in futuro la recuperabilità dei quantitativi di gas naturale;
- per 7 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 settembre 2010;
- per 12 milioni di euro a crediti diversi in gran parte relativi a depositi cauzionali.

10. Attività Correnti

La seguente tabella ne illustra la composizione:

(in milioni di euro)	30.09.2010	31.12.2009	Variazioni
Rimanenze	316	308	8
Crediti commerciali	2.015	1.862	153
Crediti per imposte correnti	29	33	(4)
Crediti diversi	506	545	(39)
Attività finanziarie correnti	67	30	37
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	333	748	(415)
Totale attività correnti	3.266	3.526	(260)

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	Altro	Totale 30.09.2010	Totale 31.12.2009	Variazioni
Filiera energia elettrica	41	-	36	21	98	80	18
Filiera idrocarburi	27	181	10	-	218	228	(10)
Totale Gruppo	68	181	46	21	316	308	8

La riduzione del periodo si riferisce principalmente all'utilizzo del gas naturale stoccato (circa 20 milioni di euro).

Si segnala inoltre che le rimanenze comprendono, per 24 milioni di euro, le riserve strategiche di gas naturale su cui vi è un vincolo di utilizzo;

- i **crediti commerciali** presentano il seguente dettaglio per filiera:

(in milioni di euro)	30.09.2010	31.12.2009	Variazioni
Filiera energia elettrica	1.679	1.527	152
Filiera idrocarburi	548	475	73
Corporate e altri settori ed elisioni	(212)	(140)	(72)
Totale crediti commerciali	2.015	1.862	153
di cui Fondo svalutazione crediti	(133)	(129)	(4)

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 125 milioni di euro, al *fair value* dei contratti fisici su *commodity* energetiche inclusi nei Portafogli di Trading, valore afferente alla filiera energia elettrica per 117 milioni di euro e alla filiera idrocarburi per 8 milioni di euro.

L'incremento complessivo dei crediti commerciali, pari a 153 milioni di euro, è influenzato principalmente dalla ripresa dei volumi di vendita di energia elettrica del Gruppo. La crescita dei crediti commerciali della filiera idrocarburi è legata ai maggiori consumi di gas naturale per usi termoelettrici e, in minor parte, allo sviluppo delle attività estrattive estere. Si segnala anche un aumento dei crediti scaduti.

Nel corso del periodo, come già nell'esercizio precedente, sono state effettuate cessioni di credito "pro-soluto" a titolo definitivo su base *revolving* 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 2.956 milioni di euro (2.828 milioni di euro al 31 dicembre 2009), di cui 749 milioni di euro per cessioni *spot*; il rischio residuale di *recourse* associato a queste operazioni è pressoché nullo;

- i **crediti per imposte correnti**, pari a 29 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 506 milioni di euro, sono dettagliati nella seguente tabella:

(in milioni di euro)	30.09.2010	31.12.2009	Variazioni
Crediti:			
- derivanti dalla valutazione di contratti derivati	98	117	(19)
- verso contitolari in ricerche di idrocarburi	68	33	35
- per anticipi a fornitori	60	67	(7)
- per anticipi su acquisto di partecipazioni	-	30	(30)
- verso la controllante nell'ambito del consolidato fiscale	23	70	(47)
- verso l'Erario per IVA	20	19	1
- altri	237	209	28
Totale crediti diversi	506	545	(39)

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

(in milioni di euro)	30.09.2010	31.12.2009	Variazioni
Crediti finanziari	10	3	7
Strumenti derivati	49	18	31
Partecipazioni di trading	8	9	(1)
Totale attività finanziarie correnti	67	30	37

Per una visione complessiva degli effetti dei derivati finanziari si rimanda all'apposita *disclosure*;

- le **disponibilità liquide e mezzi equivalenti** presentano un valore di 333 milioni di euro e sono costituite da depositi bancari e postali e disponibilità a breve termine.

Passività

11. Patrimonio netto di Gruppo e patrimonio netto di terzi

Il patrimonio netto di Gruppo ammonta a 8.003 milioni di euro, in diminuzione di 74 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009 (8.077 milioni di euro), principalmente per effetto della distribuzione dei dividendi per 228 milioni di euro (corrispondenti a un dividendo di euro 0,0425 per azione ordinaria e di euro 0,0725 per azione di risparmio) e della variazione negativa della riserva di *Cash Flow Hedge* (28 milioni di euro) solo in parte compensato dall'utile del periodo per 179 milioni di euro.

Il patrimonio netto di terzi, pari a 181 milioni di euro, è in aumento di 4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009 (177 milioni di euro) principalmente per effetto dell'aumento del capitale sociale di società controllate congiuntamente (10 milioni di euro) e dell'utile del periodo per 11 milioni di euro parzialmente compensato dalla distribuzione della quota di dividendi spettanti a terzi (16 milioni di euro).

La composizione e la movimentazione del patrimonio netto di Gruppo e di terzi 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 degli IAS 32 e 39 in tema di contratti derivati, riferibile 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 di interesse:

Riserva su operazioni di Cash Flow Hedge (in milioni di euro)	Riserva lorda	Imposte differite	Riserva netta
Valore iniziale al 31.12.2009	28	(11)	17
Variazione di periodo	(45)	17	(28)
Valore al 30.09.2010	(17)	6	(11)

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 31.12.2009	(2)	-	(2)
Variazione di periodo	(1)	-	(1)
Valore al 30.09.2010	(3)	-	(3)

12. Trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza

Ammontano a 64 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 31.12.2009 (A)	54	10	64
Variazioni al 30 settembre 2010:			
- Oneri finanziari	2	-	2
- (Utili) perdite da attualizzazione (+/-)	2	-	2
- Utilizzi (-) / Altro	(4)	-	(4)
Totale variazioni (B)	-	-	-
Totale al 30.09.2010 (A+B)	54	10	64

13. Fondi per imposte differite

Il valore di 541 milioni di euro (584 milioni di euro al 31 dicembre 2009) 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)	30.09.2010	31.12.2009	Variazioni
Fondi per imposte differite:			
- Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	551	614	(63)
- Applicazione del principio del leasing finanziario (IAS 17)	20	18	2
- Applicazione del principio sugli strumenti finanziari (IAS 39) a patrimonio netto	7	18	(11)
- Altre imposte differite	24	7	17
Totale fondi per imposte differite (A)	602	657	(55)
Crediti per imposte anticipate portate a compensazione:			
- Fondi rischi tassati	53	68	(15)
- Perdite fiscali pregresse	2	2	-
- Applicazione del principio sugli strumenti finanziari (IAS 39) a patrimonio netto	1	-	1
- Altre imposte anticipate	5	3	2
Totale crediti per imposte anticipate (B)	61	73	(12)
Totale fondi per imposte differite (A-B)	541	584	(43)

14. Fondi per rischi e oneri

La consistenza dei fondi per rischi e oneri destinati alla copertura delle passività potenziali è pari a 818 milioni di euro, in riduzione di 19 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

La seguente tabella ne illustra le variazioni del periodo:

(in milioni di euro)	31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Altri movimenti e riclassifiche	30.09.2010
- Contenzioso fiscale	71	1	(2)	-	70
- Vertenze, liti e atti negoziali	159	6	(13)	3	155
- Oneri per garanzie contrattuali su cessioni di partecipazioni	79	-	(16)	-	63
- Fondi di smantellamento e ripristino siti	354	12	(1)	6	371
- Rischi di natura ambientale	27	3	(6)	27	51
- Altri rischi e oneri	147	19	(10)	(48)	108
Totale Gruppo	837	41	(48)	(12)	818

Le variazioni del periodo hanno riguardato:

- gli **accantonamenti**, per 41 milioni di euro, afferiscono principalmente agli oneri finanziari su fondi di *decommissioning* (12 milioni di euro), all'adeguamento per interessi legali e fiscali di alcuni fondi (6 milioni di euro), allo stanziamento di oneri per rischi di natura ambientale (3 milioni di euro) e ad altri rischi legali e fiscali per il residuo;
- gli **utilizzi**, per 48 milioni di euro, in conseguenza all'estinguersi di alcune garanzie a fronte di cessioni di partecipazione e di oneri per vertenze legali (31 milioni di euro), alla copertura di oneri sostenuti per il ripristino e lo smantellamento di alcuni siti industriali ed altri oneri per il recupero ambientale (6 milioni di euro) e al rilascio di fondi rischi per la quota eccedente il relativo onere (3 milioni di euro);
- gli **altri movimenti**, negativi per 12 milioni di euro, sono legati essenzialmente a utilizzi a fronte di acquisti di titoli ambientali inerenti i fabbisogni del 2009 in parte compensati dall'iscrizione di un fondo *decommissioning*, per 7 milioni di euro, a seguito della disponibilità d'uso degli impianti di estrazione in Croazia, oltreché da riclassifiche finalizzate a una migliore rappresentazione di alcuni fondi rischi.

15. Obbligazioni

Il saldo di 1.195 milioni di euro (1.199 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si riferisce alle quote non correnti dei prestiti obbligazionari, valutati al costo ammortizzato. Nel corso del periodo si segnala l'emissione di un nuovo prestito obbligazionario da 500 milioni di euro della durata di cinque anni, avvenuta nel mese di marzo nell'ambito dell'*Euro Medium Term Note Programme*.

La tabella che segue riepiloga la composizione del debito in essere al 30 settembre 2010 e il *fair value* di ogni singolo prestito obbligazionario:

(in milioni di euro)	Quotazione	Valuta	Valore nominale in circolazione	Cedola	Tasso	Scadenza	Valore di bilancio			Fair value
							Quota non corrente	Quota corrente	Totale	
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	700	Annuale posticipata	5,125%	10.12.2010	-	728	728	737
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	500	Trimestrale posticipata	1,446%	19.07.2011	-	504	504	501
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	700	Annuale posticipata	4,250%	22.07.2014	697	27	724	737
Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	euro	500	Annuale posticipata	3,250%	17.03.2015	498	14	512	518
Totale Gruppo			2.400				1.195	1.273	2.468	2.493

La valutazione a costo ammortizzato delle emissioni di marzo 2010 e 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 stata rettificata in applicazione dell'*hedge accounting* per tener conto della variazione del rischio coperto.

16. Debiti e altre passività finanziarie

La composizione di tali debiti è rappresentata dalla seguente tabella:

(in milioni di euro)	30.09.2010	31.12.2009	Variazioni
Debiti verso banche	1.459	2.138	(679)
Debiti verso altri finanziatori	51	46	5
Totale Gruppo	1.510	2.184	(674)

Le principali variazioni rispetto al 31 dicembre 2009 riguardano:

- il rimborso anticipato per circa 600 milioni di euro del finanziamento in forma *club deal* sottoscritto da Edison Spa a maggio dell'anno precedente;
- l'iscrizione nei debiti verso altri finanziatori della quota a lungo termine, pari a 5 milioni di euro, di un contratto di *leasing* relativo ad alcuni macchinari del comparto fonti rinnovabili.

17. 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.

18. Passività correnti

La seguente tabella ne illustra la composizione:

(in milioni di euro)	30.09.2010	31.12.2009	Variazioni
Obbligazioni	1.273	721	552
Debiti finanziari correnti	500	611	(111)
Debiti verso fornitori	1.602	1.469	133
Debiti per imposte correnti	34	38	(4)
Debiti diversi	440	466	(26)
Totale passività correnti	3.849	3.305	544

In particolare si segnala che:

- le **obbligazioni**, pari a 1.273 milioni di euro, rappresentano il valore dei prestiti obbligazionari in scadenza (700 milioni di euro nominali il prossimo 10 dicembre 2010 e 500 milioni nominali di euro il 19 luglio 2011) nonché il valore complessivo delle cedole in corso di maturazione al 30 settembre 2010;
- i **debiti finanziari correnti**, pari a 500 milioni di euro, comprendono:
 - debiti verso banche per 349 milioni di euro, ivi inclusi gli effetti derivanti dalla valutazione a *fair value* di strumenti derivati su tassi d'interesse (27 milioni di euro);
 - debiti verso soci terzi di società consolidate per 36 milioni di euro;
 - debiti verso altri finanziatori per 115 milioni di euro;
- i **debiti verso fornitori**, pari a 1.602 milioni di euro, sono dettagliati nella seguente tabella che ne illustra la composizione per filiera:

(in milioni di euro)	30.09.2010	31.12.2009	Variazione
Filiera energia elettrica	1.296	1.098	198
Filiera idrocarburi	478	492	(14)
Corporate e altri settori ed elisioni	(172)	(121)	(51)
Totale debiti verso fornitori	1.602	1.469	133

Sono principalmente inerenti agli acquisti di energia elettrica, gas naturale ed altre utilities e a prestazioni ricevute nell'ambito degli interventi di manutenzione degli impianti.

L'incremento di tale posta rispetto al 31 dicembre 2009 è da attribuirsi alla filiera energia elettrica ed è conseguenza dei maggiori volumi di vendita del Gruppo.

La posta comprende anche il *fair value* sui contratti fisici su *commodity* energetiche inclusi nei Portafogli di Trading per 92 milioni di euro;

- i **debiti per imposte correnti**, 34 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 alla stessa assoggettate;
- i **debiti diversi** ammontano a 440 milioni di euro e sono dettagliati nella seguente tabella:

(in milioni di euro)	30.09.2010	31.12.2009	Variazioni
Debiti :			
- verso contitolari in ricerche di idrocarburi	135	60	75
- derivanti dalla valutazione di contratti derivati	88	60	28
- per consulenze e prestazioni diverse	33	77	(44)
- verso la controllante nell'ambito del consolidato fiscale	31	68	(37)
- verso personale dipendente	31	29	2
- verso azionisti per dividendi deliberati	24	18	6
- verso Istituti Previdenziali	23	27	(4)
- tributari (escluso le imposte correnti)	18	36	(18)
- altri	57	91	(34)
Totale debiti diversi	440	466	(26)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2010 è pari a 3.995 milioni di euro in aumento di 137 milioni di euro rispetto ai 3.858 milioni di euro del 31 dicembre 2009.

Su tale variazione ha inciso positivamente il flusso di cassa operativo che ha compensato solo in parte gli esborsi legati agli investimenti (426 milioni di euro), al pagamento dei dividendi (238 milioni di euro) e delle imposte (228 milioni di euro), nonché agli oneri finanziari netti (93 milioni di euro).

La composizione dell'indebitamento finanziario netto è rappresentato in forma semplificata nel seguente prospetto, analogamente a quanto esposto al 31 dicembre 2009:

(in milioni di euro)	Nota	30.09.2010	31.12.2009	Variazioni
Obbligazioni - parte non corrente	15	1.195	1.199	(4)
Finanziamenti bancari non correnti	16	1.459	2.138	(679)
Debiti verso altri finanziatori non correnti	16	51	46	5
Altre attività finanziarie non correnti ^(*)	7	(83)	(79)	(4)
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine		2.622	3.304	(682)
Obbligazioni - parte corrente	18	1.273	721	552
Debiti finanziari correnti	18	500	611	(111)
Attività finanziarie correnti	10	(67)	(30)	(37)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10	(333)	(748)	415
Indebitamento finanziario netto a breve termine		1.373	554	819
Totale indebitamento finanziario netto		3.995	3.858	137

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

Per quanto attiene alle variazioni del periodo, si segnala che:

- la diminuzione dell'indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine è legata principalmente al rimborso anticipato del finanziamento bancario in forma *club deal* di 600 milioni di euro concesso a Edison Spa nel 2009 e alla riclassifica a breve termine del prestito obbligazionario scadente il 19 luglio 2011. Si segnala inoltre l'emissione di un nuovo prestito obbligazionario da 500 milioni di euro;
- l'aumento dell'indebitamento finanziario netto a breve termine deriva essenzialmente dalla riclassifica del prestito obbligazionario descritto precedentemente, nonché dall'impiego delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

Nell'indebitamento finanziario netto sono compresi per 216 milioni di euro i rapporti verso parti rilevanti, di cui 162 milioni di euro nei confronti di Mediobanca, 18 milioni di euro nei confronti di Banca Popolare di Milano e 36 milioni di euro verso SEL Spa.

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

NOTE ALLE POSTE DEL CONTO ECONOMICO

I primi nove mesi del 2010, rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso, sono caratterizzati da una lieve ripresa dei consumi nazionali e dalla contemporanea riduzione dei margini di vendita dell'energia elettrica e del gas naturale.

In questo scenario, il margine operativo lordo si è attestato a 930 milioni di euro, in diminuzione di 198 milioni di euro rispetto ai 1.128 milioni di euro del 2009 (-17,6%). A livello di singola filiera segnaliamo che nella filiera idrocarburi è ricompreso il risultato delle attività di copertura del costo di importazione del gas naturale, che sono peraltro poste in essere, sotto il profilo gestionale, anche a beneficio dei margini di vendita dell'energia elettrica. In considerazione dell'eccezionale rilevanza delle variazioni di prezzo delle *commodities* e dei cambi nel periodo in esame ed al fine di fornire opportuno 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)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variazioni	Variazioni %
Margine Operativo Lordo Reported				
Filiera energia elettrica	653	930	(277)	(29,8%)
Filiera idrocarburi	349	274	75	27,4%
Corporate e altri settori	(72)	(76)	4	(5,3%)
Totale Gruppo	930	1.128	(198)	(17,6%)
Margine Operativo Lordo Adjusted				
Filiera energia elettrica	722	801	(79)	(9,9%)
Filiera idrocarburi	280	403	(123)	(30,5%)
Corporate e altri settori	(72)	(76)	4	(5,3%)
Totale Gruppo	930	1.128	(198)	(17,6%)

Si commenta nel seguito l'andamento del margine operativo lordo *adjusted* in quanto è in grado di esprimere più chiaramente l'andamento dei risultati industriali:

- il margine operativo lordo *adjusted* della **filiera energia elettrica** per i primi 9 mesi del 2010, pari a 722 milioni di euro, è in peggioramento (-9,9%) rispetto all'analogo periodo del 2009 (801 milioni di euro). Su questo risultato hanno inciso la riduzione dei margini di vendita dell'energia elettrica, il calo delle produzioni del comparto idroelettrico e la scadenza di alcuni periodi incentivati e convenzioni in ambito CIP 6/92 che sono state solo in parte compensate dalla crescita consistente dei volumi di vendita;
- il margine operativo lordo *adjusted* della **filiera idrocarburi**, pari a 280 milioni di euro, registra una riduzione del 30,5% rispetto al risultato dei primi 9 mesi del 2009 (403 milioni di euro). Nel periodo va evidenziata la forte contrazione dei margini dell'attività di commercializzazione del gas naturale, causata sia dall'incremento della pressione competitiva derivante dagli ingenti quantitativi di gas naturale *spot* commercializzati sui più importanti mercati europei, sia dalla diversa dinamica con cui il costo delle *commodity* si riflette sui prezzi di vendita. Tali fenomeni sono stati solo in parte attenuati dall'incremento dei volumi di vendita e dal buon andamento delle attività estrattive estere di gas naturale e petrolio.

L'utile netto di competenza di Gruppo si è attestato a 179 milioni di euro, in riduzione di 24 milioni di euro rispetto ai 203 milioni di euro dello stesso periodo dell'anno precedente. Oltre alla dinamica dei margini industriali summenzionati, sul risultato del periodo hanno inciso:

- una riduzione di 18 milioni di euro dei costi di esplorazione;
- minori oneri finanziari per 24 milioni di euro, essenzialmente per effetto di utili netti su cambi;
- gli effetti positivi relativi alla proventizzazione di alcuni fondi per rischi e oneri accantonati in esercizi precedenti;
- una riduzione del carico fiscale dovuto sia agli effetti positivi dell'applicazione della cd. Tremonti-ter sia agli effetti straordinari legati alla ridefinizione dell'aliquota della *Robin Hood Tax* a valere sull'esercizio 2009.

Per una migliore comprensione dei principali valori progressivi al 30 settembre 2010 si riporta l'andamento economico trimestrale raffrontato con quello dell'analogo periodo dell'anno precedente:

(in milioni di euro)	1° trimestre			2° trimestre			3° trimestre			Totale		
	2010	2009	Var. %	2010	2009	Var. %	2010	2009	Var. %	2010	2009	Var. %
Ricavi di vendita	2.742	2.710	1,2%	2.345	1.879	24,8%	2.506	1.912	31,1%	7.593	6.501	16,8%
Margine operativo lordo % sui ricavi di vendita	321	295	8,8%	305	437	(30,2%)	304	396	(23,2%)	930	1.128	(17,6%)
	11,7%	10,9%		13,0%	23,3%		12,1%	20,7%		12,2%	17,4%	

19. Ricavi di vendita

Sono pari a 7.593 milioni di euro in aumento del 16,8% rispetto ai primi 9 mesi del 2009.

Nella tabella che segue è riportato il dettaglio relativo ai ricavi di vendita realizzati, in larga prevalenza, sul mercato italiano:

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variazioni	Variazioni %
Vendite di:				
- energia elettrica	4.507	4.175	332	8,0%
- gas metano	2.095	1.541	554	36,0%
- vapore	93	78	15	19,2%
- olio	116	60	56	93,3%
- certificati verdi	79	65	14	21,5%
- altro	20	37	(17)	(45,9%)
Totale Vendite	6.910	5.956	954	16,0%
Prestazioni di servizi per conto terzi	13	13	-	-
Servizi di stoccaggio	36	27	9	33,3%
Margine attività di trading	37	13	24	n.s.
Ricavi per vettoriamento	573	472	101	21,4%
Altri ricavi per prestazioni diverse	24	20	4	20,0%
Totale Gruppo	7.593	6.501	1.092	16,8%

Ripartizione per attività

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variazioni	Variazioni %
Filiera energia elettrica	5.297	4.824	473	9,8%
Filiera idrocarburi	3.689	3.002	687	22,9%
Corporate e altri settori	38	38	-	-
Elisioni	(1.431)	(1.363)	(68)	5,0%
Totale Gruppo	7.593	6.501	1.092	16,8%

In particolare si segnala che:

- i ricavi di vendita della **filiera energia elettrica** registrano una ripresa rispetto al 2009 (+9,8%) sulla quale hanno inciso l'incremento dei volumi di vendita (+91% ai grossisti, +12% ai clienti finali), trainati in parte dalla lieve ripresa della domanda nazionale di energia elettrica, che ha più che compensato la riduzione dei prezzi unitari medi di vendita. Inoltre i ricavi di vendita sono stati positivamente influenzati dai risultati dell'attività di trading, dall'incremento dei ricavi per vettoriamento, legato all'incremento dei volumi di vendita, nonché dall'entrata nel perimetro di consolidamento delle attività in Grecia;
- i ricavi di vendita della **filiera idrocarburi** registrano un incremento del 22,9% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente grazie alla crescita dei volumi di vendita (+38% usi termoelettrici, +12% usi industriali e +11% usi civili), sostenuti dalla ripresa della domanda nazionale di gas naturale, in parte compensata dalla riduzione dei prezzi unitari di vendita. Si segnala il maggior apporto delle attività di *Exploration & Production* dovute all'incremento delle produzioni (+35% petrolio, +9% gas naturale) e alla ripresa del prezzo del petrolio rispetto ai primi nove mesi del 2009.

20. Altri ricavi e proventi

Ammontano a 333 milioni di euro e sono così dettagliati:

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variazioni	Variazioni %
Derivati su commodity	154	97	57	58,8%
Margine attività di trading	4	5	(1)	(20,0%)
Recupero costi di combustibile verso i Tollers di Edipower	76	119	(43)	(36,1%)
Sopravvenienze attive	30	66	(36)	(54,5%)
Recupero costi verso contitolari di ricerche di idrocarburi	14	10	4	40,0%
Rilascio di fondi rischi	10	3	7	n.s.
Altro	45	48	(3)	(6,3%)
Totale Gruppo	333	348	(15)	(4,3%)

Il miglioramento dei **derivati su commodity**, da analizzare congiuntamente alla relativa posta di costo inclusa nella voce **Consumi di materie e servizi** (decrementata da 203 milioni di euro a 52 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 del costo del gas destinato alla produzione e vendita di energia elettrica nonché di quello relativo alla vendita del gas naturale medesimo.

Tale andamento riflette il diverso effetto scenario sul fisico oggetto di copertura: nel 2009 a fronte di un risultato negativo sui derivati di copertura, per una discesa dei prezzi del petrolio rispetto ai valori negoziati, si evidenziava un corrispondente vantaggio sul fisico principalmente dovuto alla discesa del costo del gas. Nel corso del 2010, al contrario, per effetto della repentina salita dei prezzi dei prodotti petroliferi, si è assistito a un incremento dei costi del gas con un effetto scenario negativo sul fisico, compensato dai risultati positivi evidenziati nella voce derivati su *commodity*.

Tra le **sopravvenienze attive**, che incidono per 30 milioni di euro, sono ricompresi, per 5 milioni di euro, i recuperi in tema di quote di emissione di CO₂ del 2008 di alcune centrali in regime CIP 6/92. Si ricorda che il 2009 beneficiava della delibera AEEG 30/09, in materia di riconoscimento dei costi di acquisto dei certificati verdi, e di penalità contrattuali attive dovute a ritardi di fornitura di alcune componenti di una centrale termoelettrica.

Nella voce **Altro** sono compresi, fra gli altri, indennizzi assicurativi per 17 milioni di euro relativi a centrali termoelettriche e plusvalenze per 2 milioni di euro realizzate nella cessione di alcuni terreni e fabbricati detenuti per investimento e parti d'impianto.

Margine attività di Trading

La tabella sottostante illustra, per migliore comprensione, i risultati, inclusi nei ricavi di vendita e negli altri ricavi e proventi, derivanti dalla negoziazione delle operazioni relative ai contratti fisici e finanziari su *commodity* energetiche inclusi nei Portafogli di Trading:

(in milioni di euro)	Nota	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variazioni	Variazioni %
Margine attività di trading fisico					
Ricavi di vendita		1.768	735	1.033	n.s.
Consumi di materie e servizi		(1.731)	(722)	(1.009)	n.s.
Totale incluso nei ricavi di vendita	19	37	13	24	n.s.
Margine attività di trading finanziario					
Altri ricavi e proventi		35	24	11	45,8%
Consumi di materie e servizi		(31)	(19)	(12)	63,2%
Totale incluso negli altri ricavi e proventi	20	4	5	(1)	(20,0%)
Totale margine attività di trading		41	18	23	n.s.

21. Consumi di materie e servizi

Sono pari a 6.811 milioni di euro, in aumento del 22,9% rispetto allo stesso periodo del 2009 (5.543 milioni di euro).

Nella tabella che segue è riportato il dettaglio delle voci:

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variazioni	Variazioni %
Acquisti di:				
- gas metano	2.922	2.228	694	31,1%
- energia elettrica	1.390	999	391	39,1%
- mercato di dispacciamento e sbilanciamento	283	134	149	n.s.
- gas altoforno, recupero, coke	246	167	79	47,3%
- olio e combustibile	152	241	(89)	(36,9%)
- acqua industriale demineralizzata	27	24	3	12,5%
- certificati verdi	104	135	(31)	(23,0%)
- diritti di emissione CO ₂	40	14	26	n.s.
- carbone, utilities e altri materiali	78	80	(2)	(2,5%)
Totale	5.242	4.022	1.220	30,3%
- manutenzione impianti	122	137	(15)	(10,9%)
- vettoriamento di energia elettrica e gas	913	866	47	5,4%
- fee di rigassificazione	74	-	74	n.a.
- prestazioni professionali	85	79	6	7,6%
- prestazioni assicurative	22	20	2	10,0%
- svalutazioni di crediti commerciali e diversi	23	38	(15)	(39,5%)
- derivati su commodity	52	203	(151)	(74,4%)
- accantonamenti a fondi rischi diversi	20	17	3	17,6%
- variazione delle rimanenze	12	(34)	46	n.s.
- costi godimento beni di terzi	72	60	12	20,0%
- altri	174	135	39	28,9%
Totale Gruppo	6.811	5.543	1.268	22,9%

Ripartizione per attività

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variazioni	Variazioni %
Filiera energia elettrica	4.750	4.063	687	16,9%
Filiera idrocarburi	3.421	2.769	652	23,5%
Corporate e altri settori	77	78	(1)	(1,3%)
Elisioni	(1.437)	(1.367)	(70)	5,1%
Totale Gruppo	6.811	5.543	1.268	22,9%

L'incremento del valore della voce **gas metano**, rispetto al 2009, riflette principalmente il maggior consumo per uso termoelettrico (+38%) ed industriale (+12%), solo in parte determinato dall'incremento della domanda di energia elettrica e gas naturale. Il valore di acquisto tiene conto della piena disponibilità del Terminale GNL Adriatico Srl. La voce include, inoltre, gli effetti positivi relativi alla parte efficace dei derivati di copertura del rischio cambio su *commodity* (26 milioni di euro).

La crescita dei costi di acquisto di **energia elettrica**, rispetto al 2009, è conseguenza di maggiori volumi di acquisto di energia elettrica effettuati in borsa al fine di poter beneficiare del basso costo d'acquisto e sostenere, di conseguenza, i margini industriali.

La riduzione, per 31 milioni di euro, dei costi per **certificati verdi** è dovuta essenzialmente al riconoscimento di cogeneratività di un impianto termoelettrico.

L'incremento dei costi per **diritti di emissione CO₂** (26 milioni di euro) è dovuto principalmente alle maggiori emissioni, riconducibili all'incremento delle produzioni di energia elettrica.

Nella voce **fee di rigassificazione** (74 milioni di euro) sono inclusi gli oneri riconosciuti al Terminale GNL Adriatico Srl per l'attività di rigassificazione, iniziata nell'ultimo trimestre del 2009.

L'incremento dei **costi di godimento beni di terzi**, per 12 milioni di euro, è dovuto in parte agli effetti della legge n. 122 del 30 luglio 2010 che ha incrementato a partire dal 2010 i canoni annuali per i titolari di concessioni di grande derivazione di acqua.

La voce **variazione delle rimanenze** si riferisce principalmente all'utilizzo di gas stoccato.

Nella voce **altri** sono compresi, fra l'altro:

- servizi e prestazioni diverse (43 milioni di euro);
- sopravvenienze passive (21 milioni di euro);
- spese per pubblicità principalmente relative a campagne istituzionali (13 milioni di euro);
- minusvalenze da dismissione di immobilizzazioni (8 milioni di euro);
- imposte e tasse indirette (9 milioni di euro);
- costi societari (7 milioni di euro).

22. Costo del lavoro

Il costo del lavoro, pari a 185 milioni di euro, registra un incremento del 3,9% rispetto ai 178 milioni di euro dello stesso periodo dell'anno precedente.

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

Al 30 settembre 2010 il totale dei dipendenti del gruppo Edison, comprensivo degli organici riferiti alle imprese consolidate proporzionalmente, è pari a 3.936 unità contro le 3.923 del 31 dicembre 2009.

23. Margine operativo lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 930 milioni di euro, in diminuzione di 198 milioni di euro (-17,6%) rispetto ai 1.128 milioni di euro dei primi nove mesi del 2009.

La seguente tabella evidenzia la suddivisione per filiera del margine operativo lordo *reported* e *adjusted*, quest'ultimo include la riclassifica di una parte del risultato dell'attività di coperture poste in essere sui contratti d'importazione di gas naturale che, sotto il profilo gestionale, tutelano i margini delle vendite di energia elettrica.

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	% sui ricavi di vendita	9 mesi 2009	% sui ricavi di vendita	Variazione % sul margine operativo lordo
Margine Operativo Lordo Reported					
Filiera energia elettrica	653	12,3%	930	19,3%	(29,8%)
Filiera idrocarburi	349	9,5%	274	9,1%	27,4%
Corporate e altri settori	(72)	n.s.	(76)	n.s.	n.s.
Totale Gruppo	930	12,2%	1.128	17,4%	(17,6%)
Margine Operativo Lordo Adjusted					
Filiera energia elettrica	722	13,6%	801	16,6%	(9,9%)
Filiera idrocarburi	280	7,6%	403	13,4%	(30,5%)
Corporate e altri settori	(72)	n.s.	(76)	n.s.	n.s.
Totale Gruppo	930	12,2%	1.128	17,4%	(17,6%)

In particolare:

- il margine operativo lordo *adjusted* della **filiera energia elettrica**, pari a 722 milioni di euro, risulta in lieve flessione rispetto al medesimo periodo del 2009 (-9,9%) a causa della contrazione dei margini unitari di vendita solo in parte compensata dal deciso incremento dei volumi e dai migliori risultati dell'attività di trading. Sul risultato ha inoltre inciso negativamente la riduzione delle produzioni idroelettriche (-7%), in conseguenza di una minore idraulicità rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, unitamente alla contrazione dei margini nel servizio di dispacciamento e, per quanto riguarda il comparto CIP 6/92, alla scadenza di alcuni periodi incentivati e convenzioni;
- nella **filiera idrocarburi** si è assistito a una significativa riduzione dei margini unitari di vendita, in particolar modo nell'attività di commercializzazione del gas naturale, dovuta a una contrazione dei prezzi di vendita sul mercato civile e industriale, giustificata principalmente della forte pressione competitiva causata dagli ingenti quantitativi di gas naturale *spot* commercializzati sui mercati europei a prezzi più bassi rispetto a quelli derivanti dai tradizionali contratti di acquisto a lungo termine. Questo impatto negativo è stato solo in parte compensato dalla forte crescita dei volumi di vendita del Gruppo e dagli effetti positivi dell'ottimizzazione delle fonti di approvvigionamento di gas naturale, grazie alla piena disponibilità dei quantitativi importati attraverso il Terminale GNL Adriatico Srl. Si segnala inoltre la buona *performance* dell'attività di *Exploration & Production* grazie all'incremento delle produzioni (+9% gas naturale, +35% petrolio), sia estere che nazionali, e alla ripresa del prezzo del petrolio. Questi effetti nel complesso hanno portato ad avere un margine operativo lordo *adjusted* della filiera pari a 280 milioni di euro, in forte contrazione (-30,5%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

24. Ammortamenti e svalutazioni

La voce complessivamente pari a 562 milioni di euro, presenta la seguente ripartizione:

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009 (*)	Variazioni	Variazioni %
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	447	438	9	2,1%
Ammortamenti concessioni idrocarburi	44	43	1	2,3%
Ammortamento altre immobilizzazioni immateriali	59	79	(20)	(25,3%)
Svalutazione di immobilizzazioni materiali	12	6	6	100,0%
Totale Gruppo	562	566	(4)	(0,7%)

(*) I valori di "Ammortamenti immobilizzazioni materiali" e "Ammortamenti altre immobilizzazioni immateriali" sono rivisitati ai soli fini comparativi per riflettere l'adozione dell'IFRIC 12.

Ripartizione per attività

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variazioni	Variazioni %
Filiera energia elettrica	397	391	6	1,5%
Filiera idrocarburi	157	168	(11)	(6,5%)
Corporate e altri settori	8	7	1	14,3%
Totale Gruppo	562	566	(4)	(0,7%)

In particolare:

- nella **filiera energia elettrica** si segnala che l'incremento netto di 6 milioni di euro è attribuibile principalmente alle svalutazioni di alcune parti di impianti (4 milioni di euro) e all'incremento degli ammortamenti a seguito della variazione dell'area di consolidamento, in particolare per le attività in Grecia, per 4 milioni di euro, in parte compensati da minori ammortamenti nel comparto idroelettrico in conseguenza della rivisitazione di taluni valori residui;
- il valore relativo alla **filiera idrocarburi** (157 milioni di euro) è in diminuzione di 11 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente grazie essenzialmente al minore impatto dei costi di esplorazione (18 milioni di euro), peraltro parzialmente compensato da maggiori ammortamenti relativi alle concessioni e ai profili di estrazione dei giacimenti di idrocarburi. Si segnala che nel periodo è stata effettuata una svalutazione, per 8 milioni di euro, relativa a un pozzo di perforazione situato in Egitto che ha dato esito negativo.

25. Proventi e oneri finanziari netti

Gli oneri finanziari netti ammontano a 93 milioni di euro e registrano una diminuzione di 24 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009.

La tabella seguente ne illustra la composizione:

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variazioni
Proventi finanziari			
Proventi finanziari su contratti derivati di natura finanziaria	49	31	18
Interessi attivi su leasing finanziario	10	10	-
Interessi attivi su c/c bancari e postali	2	2	-
Interessi attivi su crediti commerciali	11	13	(2)
Altri proventi finanziari	9	2	7
Totale proventi finanziari	81	58	23
Oneri finanziari			
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	(87)	(46)	(41)
Oneri finanziari su contratti derivati di natura finanziaria	(36)	(28)	(8)
Interessi passivi verso banche	(30)	(54)	24
Commissioni bancarie	(11)	(8)	(3)
Oneri finanziari per decommissioning	(12)	(11)	(1)
Oneri finanziari su TFR	(2)	(2)	-
Interessi passivi verso altri finanziatori	(8)	(4)	(4)
Altri oneri finanziari	(7)	(4)	(3)
Totale oneri finanziari	(193)	(157)	(36)
Utili/(perdite) su cambi			
Utili su cambi	87	54	33
Perdite su cambi	(68)	(72)	4
Totale utili/(perdite) su cambi	19	(18)	37
Totale proventi/(oneri) finanziari netti di Gruppo	(93)	(117)	24

Il miglioramento netto registrato nel periodo deriva dall'effetto combinato di più fattori, in particolare:

- a livello di oneri netti connessi all'indebitamento hanno inciso positivamente le strategie messe in atto per ottimizzare le fonti di finanziamento e l'andamento favorevole dei tassi di interesse che hanno compensato in parte gli effetti legati al maggior livello di debito medio e all'andamento penalizzante del *fair value* dei derivati su tassi di interesse;
- a livello di utili netti su cambi, essenzialmente i risultati positivi registrati grazie alle operazioni in derivati a copertura degli acquisti di gas naturale in valuta.

26. Proventi e oneri da partecipazioni

Il risultato netto da partecipazioni è nullo ed è illustrato nella seguente tabella:

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variazioni
Proventi da partecipazioni			
Dividendi	-	1	(1)
Rivalutazioni e valutazioni ad equity di partecipazioni	1	-	1
Rivalutazione titoli di trading	-	2	(2)
Totale proventi da partecipazioni	1	3	(2)
Oneri da partecipazioni			
Svalutazioni e valutazioni ad equity di partecipazioni	-	(1)	1
Svalutazione titoli di trading	(1)	-	(1)
Totale oneri da partecipazioni	(1)	(1)	-
Totale proventi/(oneri) da partecipazioni di Gruppo	-	2	(2)

27. Altri proventi e oneri netti

Presentano un valore netto positivo di 34 milioni di euro e rappresentano poste non direttamente correlate alla gestione industriale *core business* e aventi natura non ricorrente, riconducibili in particolare:

- a **proventi** per 57 milioni di euro, riferiti per 30 milioni di euro alla proventizzazione di alcuni fondi rischi e oneri accantonati in esercizi precedenti e per 23 milioni di euro allo stralcio di un arbitrato conclusosi positivamente;
- a **oneri** per 23 milioni di euro, connessi in particolare ad alcune transazioni effettuate nel periodo, all'adeguamento di alcuni fondi rischi di natura legale e fiscale e al sostenimento di oneri per lo più riconducibili a operazioni di esercizi precedenti.

28. Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono pari a 119 milioni di euro e presentano una diminuzione di 114 milioni di euro rispetto ai 233 milioni di euro dello stesso periodo dell'anno precedente. Sul carico fiscale dei due periodi incidono i seguenti effetti non ricorrenti:

- nei primi 9 mesi del 2009 l'applicazione del D.L. n. 1441 (poi convertito nella legge n. 99/2009 la cd. *Robin Hood Tax*) aveva incrementato di un punto percentuale l'aliquota IRES, determinando un effetto negativo di 17 milioni di euro, di cui 11 milioni di euro per imposte differite;
- nei primi 9 mesi del 2010:
 - la circolare n. 35/E emessa dall'Agenzia delle Entrate il 18 giugno 2010 ha precisato invece che tale incremento dell'aliquota è da applicarsi solo dal 2010 e ciò ha comportato un effetto positivo pari a 8 milioni di euro, di cui 7 milioni di euro relativi a minori imposte correnti degli esercizi precedenti;
 - il beneficio fiscale per 16 milioni di euro derivante dall'applicazione della legge n. 10 del 23 agosto 2009 (la cd. Tremonti-ter), introdotta per agevolare gli investimenti in immobilizzazioni materiali.

Le imposte sono così dettagliate:

(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009	Variazioni
Imposte correnti	174	256	(82)
Imposte (anticipate) differite	(43)	(21)	(22)
Imposte esercizi precedenti	(12)	(2)	(10)
Totale Gruppo	119	233	(114)

Tra le **imposte correnti** sono inclusi 144 milioni di euro per IRES, 28 milioni di euro per IRAP e 11 milioni di euro per imposte estere, a cui si contrappongono proventi derivanti dall'adesione al consolidato fiscale per 9 milioni di euro.

In termini relativi il *tax rate* dei due periodi, depurato dagli effetti straordinari, risulta essere sostanzialmente costante.

29. Utile per azione

La seguente tabella ne dettaglia la composizione:

Esercizio 2009		(in milioni di euro)	9 mesi 2010		9 mesi 2009	
Azioni Ordinarie	Azioni di Risparmio (1)		Azioni Ordinarie	Azioni di Risparmio (1)	Azioni Ordinarie	Azioni di Risparmio (1)
240	240	Risultato netto di competenza di Gruppo	179	179	203	203
232	8	Risultato attribuibile alle diverse categorie di azioni (A)	172	7	196	7
		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione (ordinarie e di risparmio) ai fini del calcolo dell'utile 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 per azione (in euro)				
0,0448	0,0748	- di base (A/B)	0,0333	0,0633	0,0378	0,0678
0,0448	0,0748	- diluito (A/C) ²	0,0333	0,0633	0,0378	0,0678

- (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 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.

30. Analisi delle variazioni delle altre componenti di conto economico complessivo

In ottemperanza allo IAS 1 nella seguente tabella viene esposto il dettaglio delle variazioni delle poste, sospese a patrimonio netto, che confluiscono nel prospetto “Altre componenti di conto economico complessivo”.

Altre componenti di conto economico complessivo		
(in milioni di euro)	9 mesi 2010	9 mesi 2009
Variatione della Riserva di Cash Flow Hedge:		
- Utili (Perdite) da valutazione del periodo	(45)	214
- Riclassificazione degli utili (perdite) iscritti nel valore iniziale delle poste coperte (basic adjustment) (-)	-	(8)
- Imposte (-)	17	(76)
Sub-totale	(28)	130
Partecipazioni disponibili per la vendita:		
- Utili (perdite) su titoli o partecipazioni non realizzati	(1)	3
- Imposte (-)	-	-
Sub-totale	(1)	3
Differenze di cambio nette da conversione non realizzate	3	6
- Imposte (-)	-	-
Sub-totale	3	6
Quota di risultato complessivo di società collegate	-	-
- Imposte (-)	-	-
Sub-totale	-	-
Totale altre componenti di conto economico complessivo	(26)	139
di cui		
- di competenza di terzi	-	-
- di competenza di Gruppo	(26)	139

IMPEGNI E RISCHI POTENZIALI

(in milioni di euro)	30.09.2010	31.12.2009	Variazioni
Garanzie personali prestate	1.307	1.527	(220)
Garanzie reali prestate	1.416	1.391	25
Altri impegni e rischi	547	530	17
Totale Gruppo	3.270	3.448	(178)

Il valore delle **garanzie personali prestate**, pari a 1.307 milioni di euro, è determinato sulla base dell'ammontare potenziale dell'impegno non attualizzato alla data di bilancio e comprende, tra l'altro, per 150 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. Per il residuo trattasi essenzialmente di garanzie rilasciate dalla capogruppo nell'interesse di società controllate e collegate per adempimenti di natura contrattuale.

A seguito della rinegoziazione del finanziamento della società partecipata Elpedison Power Sa, sono state estinte garanzie per 136 milioni di euro e ne sono state rilasciate di nuove per circa 40 milioni di euro.

Il valore delle **garanzie reali**, pari a 1.416 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 (1.065 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, che si riferiscono essenzialmente a ipoteche e privilegi iscritti su impianti della filiera energia elettrica a fronte di finanziamenti erogati, ammontano a 351 milioni di euro. Tra le variazioni rispetto al 31 dicembre 2009, si segnala in particolare una nuova ipoteca su un impianto idroelettrico a garanzia di un nuovo finanziamento bancario.

Gli **altri impegni e rischi** sono pari a 547 milioni di euro e comprendono essenzialmente gli impegni assunti per il completamento degli investimenti in corso in Italia e all'estero oltreché contratti di acquisto di certificati di CO₂ (55 milioni di euro).

A commento di tale posta si segnala inoltre che:

- con riferimento ai contratti di importazione di gas naturale, 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, fatta salva la possibilità nel corso del periodo contrattuale di recuperare a certe condizioni il volume già parzialmente pagato ma non prelevato, nella capogruppo Edison Spa risultano iscritti tra gli anticipi a fornitori 87 milioni di euro e tra gli impegni 53 milioni di euro per importi maturati ma

ancora da liquidare alle controparti. Peraltro l'aggiornamento dei profili di rischio e la recuperabilità economica sono verificati periodicamente nel corso dell'anno;

- per 16 milioni di euro, è inclusa l'obbligazione assunta da Edison Spa in relazione a società dismesse in precedenti esercizi.

Impegni e rischi non valorizzati

Per quanto riguarda i principali impegni e rischi non riflessi in quanto sopra esposto, non si segnalano variazioni significative nel corso del terzo trimestre rispetto a quanto commentato nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010, alla quale si rimanda per una più completa ed esaustiva informativa. In particolare si evidenzia che nella **filiera idrocarburi**, sono in essere contratti di lungo termine per le importazioni di idrocarburi da Russia, Libia, Norvegia, Algeria e Qatar, quest'ultimo attivato nel corso del 2009.

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	14,7	54,8	204,2	273,7

Stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso rispetto alla relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010

Nel seguito vengono commentate le **evoluzioni intercorse nel terzo trimestre 2010** riguardo 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; per una visione complessiva si rimanda a quanto ampiamente riportato nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010. Le vertenze giudiziarie sono suddivise tra 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 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

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 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 sopracitate Edison partecipa alle Conferenze di Servizio di volta in volta convocate.

* * * * *

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:

A) Edison Spa

Fusione Montedison ora Edison - Finanziaria Agroindustriale

Si è concluso con una sentenza che ha solo parzialmente accolto le domande proposte dagli attori, che non avevano aderito all'accordo transattivo concluso tra Edison e Mittel Investimenti Finanziari, il giudizio di appello avverso la sentenza emessa nel dicembre 2000 dal Tribunale di Genova nella causa promossa dalla Mittel Investimenti Finanziari e da altri soci della Finanziaria Agroindustriale contro Edison. Considerata anche l'esiguità degli effetti economici di detta sentenza, la società ha ritenuto di non proporre ulteriore gravame e, quindi, ha provveduto a liquidare il dovuto agli aventi diritto.

B) Altre società del Gruppo

Edison Energie Speciali Spa (Edens) - Arbitrato VSV Srl

Il procedimento arbitrale attivato dai venditori della partecipazione sociale in VSV Srl, società titolare di taluni progetti eolici in Calabria acquisita nel novembre 2008 da Edison Energie Speciali Spa (Edens), nel quale la parte venditrice lamentava l'omesso pagamento da parte di Edens della seconda *tranche* del prezzo di acquisto della partecipazione, pari a 1,5 milioni di euro, che ai sensi e per gli effetti del contratto di compravendita era, tra l'altro, sospensivamente condizionato all'accertamento dell'insussistenza di conseguenze pregiudizievoli per i progetti eolici di VSV derivanti dall'applicazione della legge della Regione Calabria n.15/2008 istitutiva di una "moratoria" nella realizzazione di nuovi impianti eolici e Edens lamenta la violazione di talune garanzie contrattuali, è stato definito transattivamente all'inizio di ottobre, con un onere a carico della società pari a 750.000 euro.

Edison Trading Spa - Istruttoria prezzi Sicilia

In data 2 febbraio 2010 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha notificato a Edison Spa, Edison Trading Spa e Edipower Spa, nonché a A2A Spa, A2A Trading Srl, Iride Mercato Spa, Alpiq Energia Italia Spa e Alpiq Holding Sa l'avvio di un'istruttoria nei loro confronti per accertare l'esistenza di un'intesa restrittiva della concorrenza posta asseritamente in essere da tali soggetti nella loro qualità di *tollers* del contratto di *tolling* con Edipower Spa e/o di azionisti di quest'ultima società. Nell'ambito del procedimento i *tollers* hanno ritenuto opportuno proporre una serie di impegni finalizzati a far venir meno gli asseriti profili anticoncorrenziali ipotizzati dall'Autorità con il provvedimento di avvio istruttoria. Tali impegni sono stati resi pubblici dall'Autorità nel mese di agosto affinché terzi eventualmente interessati potessero far pervenire alla medesima Autorità eventuali osservazioni. Si è ora in attesa di ricevere copia di tali osservazioni per procedere nel

confronto con l'Autorità nella prospettiva di giungere entro la fine dell'anno all'accettazione degli impegni da parte di questa e con ciò alla chiusura dell'istruttoria.

* * * * *

In merito allo stato dei principali **contenziosi fiscali** si segnalano i seguenti sviluppi avvenuti nel corso del terzo trimestre 2010:

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

L'appello di Edison Energia Spa avverso la decisione sfavorevole emessa dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano in merito all'accertamento ai fini IVA per gli anni 2001, 2002 e 2003 è stato radicato avanti alla Commissione Tributaria Regionale di Milano. Nel corso del mese di ottobre 2010 è prevista la trattazione della controversia.

Si ricorda che gli eventuali oneri che dovessero comunque derivare dal suddetto accertamento risultano oggetto di specifiche garanzie contrattuali rilasciate dalla società EDF International Sa.

Edison Spa - Accertamento imposte di registro 2008

Il contenzioso avverso l'avviso di liquidazione, emesso dall'Agenzia delle Entrate in relazione al conferimento di ramo d'azienda a Co Energy Power e alla successiva cessione della partecipazione a Cofatech Spa, è stato incardinato avanti alla Commissione Tributaria Provinciale di Milano. La discussione della controversia è attesa entro la fine dell'anno.

Edipower Spa – Accertamento IVA Certificati Verdi 2004

La Società ha presentato nel corso del mese di febbraio 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 2004 - 2007

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.

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 alla Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010.

In accordo con l'IFRS 7, i paragrafi seguenti includono informazioni sulla natura dei rischi risultanti da strumenti finanziari basate su sensitività di carattere contabile o gestionale.

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 finanziari di copertura del Portafoglio Industriale, 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 finanziari 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 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 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 74,8 milioni di euro (102,3 milioni di euro al 30 settembre 2009), 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 settembre 2010. In altri termini, rispetto al *fair value* determinato al 30 settembre 2010 sui contratti finanziari in essere, la probabilità di scostamento negativo maggiore di 74,8 milioni di euro entro la fine dell'esercizio 2010 è limitata al 2,5% degli scenari.

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

<i>Profit at Risk (PaR)</i>	9 mesi 2010		9 mesi 2009	
	Livello di probabilità	Scostamento negativo atteso di fair value (in milioni di euro)	Livello di probabilità	Scostamento negativo atteso di fair value (in milioni di euro)
Gruppo Edison	97,5%	74,8	97,5%	102,3

Si ricorda che il corrispondente valore al 31 dicembre 2009 era di 87,4 milioni di euro.

Il decremento rispetto al livello misurato al 30 settembre 2009 è attribuibile essenzialmente ad una riduzione dei volumi complessivi dei contratti finanziari in essere.

L'attività di *hedging* effettuata nel periodo ha permesso di rispettare gli obiettivi di *risk management* di Gruppo, riducendo il profilo di rischio prezzo delle *commodity* del Portafoglio Industriale all'interno del limite di Capitale Economico approvato. Senza *hedging*, l'assorbimento di Capitale Economico del Portafoglio Industriale alla fine del terzo trimestre ammonta al 48% del limite approvato, con un assorbimento medio nel corso dei primi nove mesi dell'anno del 93% ed un assorbimento massimo del 120% a gennaio. Con le attività di *hedging* effettuate, l'assorbimento di Capitale Economico del Portafoglio Industriale alla fine del terzo trimestre ammonta al 42% del limite approvato, con un assorbimento medio nel corso dei primi nove mesi dell'anno del 58%.

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, rispetto al Portafoglio Industriale di Gruppo, in appositi Portafogli di Trading. I Portafogli di Trading sono monitorati tramite stringenti limiti di rischio il cui rispetto viene verificato, in analogia al Portafoglio Industriale, da una struttura organizzativa indipendente da chi esegue le operazioni. Il limite di *Value at Risk* (VaR²) giornaliero al 95% di probabilità sui Portafogli di Trading è pari a 3,1 milioni di euro, con un limite di *stop loss* pari a 16,5 milioni di euro. Il limite di VaR risulta utilizzato per il 69% al 30 settembre 2010 e mediamente per il 43% nel corso dei primi nove mesi dell'anno.

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 strutturate ovvero non liquide. Il limite di Capitale Economico per il complesso dei Portafogli di Trading è di 48 milioni di euro; tale limite risulta utilizzato per il 68% al 30 settembre 2010 e mediamente per il 44% nel corso dei primi nove mesi dell'anno.

2. Rischio di cambio non connesso al rischio *commodity*

In aggiunta a quanto sopra riportato nell'ambito del rischio *commodity*, il Gruppo risulta esposto al rischio di cambio su alcuni flussi in valuta (di norma USD) per quanto concerne gli investimenti di sviluppo e esplorazione all'estero nel settore idrocarburi e, per valori contenuti, per l'acquisto di

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.

macchinari; un'ulteriore tipologia di rischio cambio cui il Gruppo è marginalmente esposto è relativo 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 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 finanziari 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*.

<i>Indebitamento Finanziario Lordo</i>	30.09.2010			31.12.2009		
	senza derivati	con derivati	% con derivati	senza derivati	con derivati	% con derivati
<i>Composizione tasso fisso e tasso variabile:</i> (in milioni di euro)						
- a tasso fisso (incluso strutture con CAP)	1.952	1.881	42%	1.419	1.109	24%
- a tasso variabile	2.526	2.597	58%	3.296	3.606	76%
Totale indebitamento finanziario lordo	4.478	4.478	100%	4.715	4.715	100%

Se si considera che al 30 settembre 2010 il Gruppo dispone di liquidità soggetta ai tassi di mercato per 333 milioni di euro, le percentuali sopra esposte riferite all'indebitamento finanziario netto sono rispettivamente pari al 55% circa (tasso variabile) e al 45% circa (tasso fisso).

L'aumento di 772 milioni di euro nell'indebitamento finanziario lordo a tasso fisso rispetto al 31 dicembre 2009 si spiega in parte con la nuova emissione obbligazionaria e in parte con le strategie di copertura attuate nel corso del periodo.

In particolare:

- la nuova emissione obbligazionaria lanciata a marzo 2010, è stata mantenuta al proprio tasso fisso contrattuale (3,25%) per 275 milioni di euro, mentre per la parte rimanente (225 milioni di euro) è stata convertita a tasso variabile per il tramite di *Interest Rate Swap*;
- è stata negoziata una struttura per 500 milioni di euro che consente di essere attualmente a tasso variabile entro limiti minimi e massimi fissati contrattualmente.

La strategia intrapresa permette così di beneficiare del minor costo del tasso variabile rispetto al costo del tasso fisso, con un risparmio negli oneri finanziari, cautelandosi però da possibili futuri aumenti dei tassi.

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 dei primi nove mesi del 2010, confrontata con i corrispondenti dati comparativi del 2009.

Sensitivity analysis (in milioni di euro)	9 mesi 2010			30.09.2010		
	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	117	99	96	(12)	(14)	(16)

Sensitivity analysis (in milioni di euro)	9 mesi 2009			31.12.2009		
	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	118	106	93	(18)	(22)	(25)

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.

Nel corso dei primi nove mesi del 2010 sono state effettuate cessioni di crediti "pro-soluto" per un valore complessivo di 2.956 milioni di euro. L'ammontare dei crediti oggetto di tali cessioni che al 30 settembre 2010 sono ancora assoggettati ad un rischio di *recourse* non è significativo.

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 settembre 2010 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 settembre 2010 la variazione in aumento rispetto al valore dei crediti esistenti al 31 dicembre 2009 è principalmente legata all'aumento dei volumi di fatturato registrati nel 2010.

(in milioni di euro)	30.09.2010	31.12.2009
Crediti commerciali lordi	2.148	1.991
Fondo svalutazione crediti (-)	(133)	(129)
Crediti commerciali	2.015	1.862
Garanzie in portafoglio	610	556
Crediti scaduti da 9 a 12 mesi	42	34
Crediti scaduti oltre i 12 mesi	119	73

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</i> (in milioni di euro)	30.09.2010			31.12.2009		
	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	738	554	1.354	2	772	1.329
Debiti e altre passività finanziarie	122	318	1.528	170	178	2.282
Debiti verso fornitori	1.522	80	-	1.413	56	-
Totale	2.382	952	2.882	1.585	1.006	3.611
Garanzie personali prestate a terzi (*)	437	381	489	763	198	566

(*) 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 paragrafo "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, la liquidità, il tempestivo avvio delle negoziazioni sui finanziamenti in corso di maturazione nonché l'emissione di prestiti obbligazionari, in base al *Euro Medium Term Note Programme* in essere da 3 miliardi di euro. Si segnala che è prevista una nuova emissione sino a un massimo di 1 miliardo di euro.

Ciò detto, al 30 settembre 2010, il gruppo Edison disponeva di una liquidità pari a 333 milioni di euro e di linee di credito *committed* non utilizzate per 958 milioni di euro, per la più parte a valere sulla linea di credito sindacata *stand-by* di 1.500 milioni di euro con scadenza 2013, utilizzata per 650 milioni di euro al 30 settembre 2010 e inserita per lo stesso importo tra i debiti che scadono oltre l'anno.

Quanto al debito finanziario a breve, evidenziato per il suo valore lordo di 1.732 milioni di euro in scadenza entro l'anno, ad esso concorrono principalmente:

- 736 milioni di euro relativi al prestito obbligazionario di Edison Spa emesso nel 2003 e con scadenza il 10 dicembre 2010 (700 milioni di euro nominali);
- 509 milioni di euro relativi al prestito obbligazionario di Edison Spa emesso nel 2004 e con scadenza 19 luglio 2011 (500 milioni di euro nominali);
- 160 milioni di euro inerenti le quote in scadenza, comprensive degli interessi, del finanziamento in capo ad Edipower Spa.

Si segnala che la società partecipata Elpedison Power Sa ha rinegoziato i finanziamenti portandone la scadenza al 30 settembre 2011.

Alla riduzione dei “Debiti e altre passività finanziarie” con scadenza oltre l’anno concorre l’estinzione del finanziamento bancario su base *club deal* (600 milioni di euro) avvenuta nel corso del periodo.

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 paragrafo precedente “Rischio di liquidità”).

Il Gruppo ha in essere i seguenti quattro prestiti obbligazionari (*Euro Medium Term Note*) per complessivi nominali 2.400 milioni di euro: l’ultima emissione, come ricordato sopra, è stata lanciata sul mercato con valuta di regolamento 17 marzo 2010, per un importo di 500 milioni di euro ed ha scadenza quinquennale.

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	XS0181582056	7	10.12.2010	700	Fissa, annuale	5,125%
EMTN 12/2003	Edison Spa	Borsa Valori Lussemburgo	XS0196762263	7	19.07.2011	500	Variabile, trimestrale	1,446%
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%

Inoltre, considerando anche il consolidamento pro-quota di Edipower, il Gruppo ha in essere contratti di finanziamento non sindacati per complessivi nominali 301 milioni di euro e contratti di finanziamento sindacati per complessivi nominali 2.405 milioni di euro, dei quali 958 milioni di euro non utilizzati al 30 settembre 2010.

Per una visione complessiva delle operazioni in essere e dei relativi regolamenti, nonché dei *covenants* ad esse associati, si rimanda a quanto ampiamente commentato nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, rispetto al quale l’unica variazione di rilievo attiene al contratto di finanziamento di 600 milioni di euro, su base *club deal*, concesso ad Edison Spa nel maggio del 2009. Tale finanziamento infatti, grazie alle favorevoli condizioni finanziarie del Gruppo che hanno consentito forme di provvista più convenienti, è stato rimborsato anticipatamente per 300 milioni di euro nel mese di marzo 2010 e per la parte restante nel mese di aprile 2010 e risulta quindi definitivamente estinto.

Allo stato, per nessuna società del Gruppo è stato dichiarato il *default* da parte di alcuna banca finanziatrice.

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*) sia quelle a copertura del *fair value* dell'elemento coperto (*Fair Value Hedge*);
- 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 relative all'attività inerente il Portafoglio Industriale, tra i proventi e oneri finanziari se relative 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 due categorie di strumenti che rientrano in questa categoria.

Si precisa che la classificazione 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.

Effetti economici e patrimoniali delle attività in derivati e di trading nei primi nove mesi del 2010

La tabella che segue evidenzia l'analisi dei risultati economici al 30 settembre 2010 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	Fair Value stanziato sui contratti in essere al 31.12.2009	di cui di (B) già realizzati nel periodo	Fair Value stanziato sui contratti in essere al 30.09.2010	Variazione Fair Value del periodo	Valori iscritti a Conto Economico
	(A)	(B)	(B1)	(C)	(D)=(C-B)	(A+D)
Ricavi di vendita e Altri ricavi e proventi (Rif. Nota 19 e 20 Conto Economico)						
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH) (**)	116	2	2	2	-	116
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	28	12	3	12	-	28
Gestione del rischio cambio su commodity						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH)	-	-	-	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	8	-	-	2	2	10
Margine attività di trading						
- Ricavi da Contratti fisici inclusi nei Portafogli di Trading (***)	1.748	105	81	125	20	1.768
- Altri ricavi da Derivati inclusi nei Portafogli di Trading (****)	10	11	1	36	25	35
- Consumi da Contratti fisici inclusi nei Portafogli di Trading (****) (&)	(1.731)	(90)	(68)	(90)	-	(1.731)
- Consumi da Derivati inclusi nei Portafogli di Trading (****)	(10)	(9)	(2)	(30)	(21)	(31)
<i>Totale margine attività di trading</i>	<i>17</i>	<i>17</i>	<i>12</i>	<i>41</i>	<i>24</i>	<i>41</i>
Totale (A)	169	31	17	57	26	195
Consumi di materie e servizi (Rif. Nota 21 Conto Economico)						
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH) (**)	(31)	-	-	-	-	(31)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(26)	(12)	(10)	(6)	6	(20)
Gestione del rischio cambio su commodity						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH) (*) (**)	26	-	-	-	-	26
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(1)	-	-	-	-	(1)
Totale (B)	(32)	(12)	(10)	(6)	6	(26)
TO TALE ISCRITTO NEL MARGINE OPERATIVO LORDO (A+B)	137	19	7	51	32	169
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)	15	7	3	31	24	39
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	3	12	4	19	7	10
Totale proventi finanziari (C)	18	19	7	50	31	49
Oneri finanziari						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH)	(13)	-	-	-	-	(13)
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (FVH)	(9)	-	-	-	-	(9)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(8)	(6)	-	(12)	(6)	(14)
Totale oneri finanziari (D)	(30)	(6)	-	(12)	(6)	(36)
Margine della gestione su tassi di interesse (C+D)=(E)	(12)	13	7	38	25	13
Gestione del rischio su tassi di cambio di cui:						
Utili su cambi						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	12	-	-	-	-	12
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	44	3	3	-	(3)	41
Totale utili su cambi (F)	56	3	3	-	(3)	53
Perdite su cambi						
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	-	-	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(19)	-	-	(3)	(3)	(22)
Totale perdite su cambi (G)	(19)	-	-	(3)	(3)	(22)
Margine della gestione operazioni su tassi di cambio (F+G)=(H)	37	3	3	(3)	(6)	31
TO TALE ISCRITTO NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI (E+H) (Rif. Nota 25 Conto Economico)	25	16	10	35	19	44

(*) Comprende la parte efficace inclusa nei "Consumi di materie e servizi" (Nota 21 Conto Economico) alla voce gas metano.

(**) Comprende anche la parte inefficace.

(***) Valori compresi nei "Ricavi di vendita" (Nota 19 Conto Economico) alla voce margine attività di trading.

(****) Valori compresi negli "Altri ricavi e proventi" (Nota 20 Conto Economico) alla voce margine attività di trading.

(&) Comprende anche l'adeguamento a *fair value* del magazzino di trading (positivo per 2 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 settembre 2010 e la relativa classificazione degli stessi in base alla gerarchia del *fair value* prevista dall'IFRS 7:

(in milioni di euro)	30.09.2010		31.12.2009	
	Crediti	Debiti	Crediti	Debiti
Operazioni su cambi	10	(41)	12	(30)
Operazioni su tassi d'interesse	49	(27)	18	(27)
Operazioni su commodity	213	(139)	210	(120)
Fair value iscritto nelle attività e passività correnti	272	(207)	240	(177)
di cui:				
- iscritti tra i "Crediti e debiti commerciali"	125	(92)	105	(90)
- iscritti tra i "Crediti e debiti diversi"	98	(88)	117	(60)
- iscritti tra le "Attività finanz. correnti" e "Debiti finanz. correnti"	49	(27)	18	(27)
di cui gerarchia del Fair Value:				
- Livello 1	19	(17)	6	(6)
- Livello 2	237	(184)	234	(171)
- Livello 3 (*)	16	(6)	-	-

(*) Il *fair value* classificato nel livello 3 è iscritto per 2 milioni di euro nel margine di trading fisico (8 milioni di euro nei ricavi di vendita e 6 milioni di euro nei consumi di materie e servizi) e per 8 milioni di euro negli "Altri ricavi e proventi".

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* negativa pari a 17 milioni di euro, valore al lordo delle relative imposte differite e anticipate.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO E CON PARTI CORRELATE

Vengono di seguito riportati, ai sensi della Delibera Consob n.15519 del 27 luglio 2006 e in coerenza con le relative *policy* adottate dal Gruppo, i rapporti economici, patrimoniali e finanziari in essere con parti correlate, 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 completezza è riportata anche l'informativa attinente alle parti rilevanti. La seguente tabella ne evidenzia i valori al 30 settembre 2010:

(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 controllante	Gruppo EdF	Gruppo A2A	Sub totale	Gruppo IREN	Gruppo SEL	Gruppo Dolomiti Energia	Banca Popolare di Milano	Mediabanca	Sub totale				
Rapporti patrimoniali															
Crediti commerciali	5	-	33	15	53	9	3	2	-	-	14	67	2.015	3,3%	
Crediti diversi	5	23	12	-	40	-	-	-	-	-	-	40	506	7,9%	
Debiti verso fornitori	1	-	41	29	71	4	10	-	-	-	14	85	1.602	5,3%	
Debiti diversi	-	31	-	2	33	-	-	-	-	-	-	33	440	7,5%	
Debiti finanziari correnti	15	-	-	-	15	-	36	-	4	26	66	81	500	16,2%	
Debiti e altre pass.fin.non correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	14	136	150	150	1.510	9,9%	
Rapporti economici															
Ricavi di vendita	30	-	179	54	263	4	12	5	-	-	21	284	7.593	3,7%	
Altri ricavi e proventi	-	-	9	31	40	15	-	-	-	-	15	55	333	16,5%	
Consumi di materie e servizi	7	-	51	69	127	5	34	-	-	-	39	166	6.811	2,4%	
Oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3	3	193	1,6%	
Rendiconto delle disponibilità liquide															
Dividendi pagati	-	135	43	-	178	-	-	7	-	-	7	185	238	77,7%	
Impegni e rischi potenziali															
Garanzie personali prestate	-	-	-	-	-	-	-	-	37	-	37	37	1.307	2,8%	
Garanzie reali prestate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42	42	42	1.416	3,0%	
Altri impegni e rischi	-	-	29	-	29	-	-	-	-	-	-	29	547	5,3%	

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 accessi nell'ambito della gestione accentrata di tesoreria;
- rapporti intrattenuti nell'ambito del consolidato IVA di gruppo (cd. "pool IVA").

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 settembre presenta un saldo a credito verso l'Erario di circa 14 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, liquidano tale addizionale in via autonoma.

B) Rapporti con parti correlate

I principali rapporti con parti correlate 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 per 3 milioni di euro relativi alla vendita di energia elettrica e acquisti di energia elettrica e costi per servizi di vettoriamento per un importo pari a circa 5 milioni di euro realizzati verso ENBW;
- ricavi di vendita verso Fenice Spa per circa 35 milioni di euro, dovuti principalmente a vendite di gas naturale, e recuperi di costi di manutenzione per circa 9 milioni di euro;
- ricavi di vendita per 80 milioni di euro e costi per 46 milioni di euro realizzati verso EDF Trading Ltd nell'ambito di contratti di compravendita di *commodities*;
- nel corso del periodo sono state poste in essere operazioni rientranti nell'attività di trading che hanno generato verso EDF Trading Ltd ricavi per 252 milioni di euro e costi per 180 milioni di euro e verso ENBW ricavi per 39 milioni di euro e costi per 50 milioni di euro; tali valori sono esposti al netto nei ricavi di vendita;
- per quanto attiene i rapporti patrimoniali derivanti da tutte le operazioni sopra esposte si rimanda a quanto riportato nella tabella precedente; si segnala peraltro che sono stati corrisposti dividendi pari a circa 43 milioni di euro;
- impegni verso EDF Trading Ltd per un massimo di 29 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 65 milioni di euro relativi a contratti in essere per la fornitura di energia elettrica e vapore verso A2A Trading Srl e A2A Spa;
- altri ricavi e proventi pari a 31 milioni di euro verso A2A Trading Srl, relativi alla gestione nel contratto di *Tolling* dell'approvvigionamento del combustibile per alcuni siti produttivi;
- consumi di materie e servizi pari a 69 milioni di euro di cui 19 milioni di euro per l'acquisto di energia elettrica e 9 milioni di euro relativi al mercato dispacciamento da A2A Trading Srl, 16 milioni di euro relativi all'acquisto di gas naturale da Plurigas Srl e 25 milioni di euro per vettoriamento di energia elettrica e gas naturale da A2A Spa;
- nel corso del periodo sono state poste in essere operazioni rientranti nell'attività di trading che hanno generato verso A2A Trading Srl ricavi per 23 milioni di euro e costi per 34 milioni di euro; tali valori sono esposti al netto nei ricavi di vendita;
- per quanto attiene i rapporti patrimoniali derivanti da tutte le operazioni sopra esposte si rimanda a quanto riportato nella tabella precedente.

Gruppo IREN

Con il gruppo IREN, nato dalla fusione di Enìa e di Iride, sono intervenute le seguenti operazioni:

- ricavi di vendita pari a 4 milioni di euro relativi a contratti in essere per la fornitura di energia elettrica verso Iren Mercato ed Enìa Energia;
- altri ricavi e proventi pari a 15 milioni di euro verso Iren Mercato, relativi alla gestione nel contratto di *Tolling* dell'approvvigionamento del combustibile per alcuni siti produttivi;
- consumi di materie e servizi pari a 5 milioni di euro, principalmente per l'acquisto di certificati verdi;
- per quanto attiene i rapporti patrimoniali derivanti da tutte le operazioni sopra esposte si rimanda a quanto riportato nella tabella precedente.

Gruppo SEL

Sono stati registrati ricavi per vendita di energia elettrica per circa 12 milioni di euro e costi per acquisto di energia elettrica per circa 34 milioni di euro.

Per quanto attiene i rapporti patrimoniali derivanti da tutte le operazioni sopra esposte si rimanda a quanto riportato nella tabella precedente.

Gruppo Dolomiti Energia

A fronte di contratti per la fornitura di energia elettrica sono stati registrati ricavi di vendita pari a 5 milioni di euro.

Per quanto attiene i rapporti patrimoniali derivanti da tutte le operazioni sopra esposte si rimanda a quanto riportato nella tabella precedente, si segnala inoltre che sono stati corrisposti dividendi pari a circa 7 milioni di euro.

2) Operazioni di natura finanziaria

Non sono intervenute variazioni di rilievo nel corso del terzo trimestre 2010; per una visione complessiva delle operazioni in essere si rimanda a quanto commentato nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010.

ALTRE INFORMAZIONI

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Ai sensi della Comunicazione Consob del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293, si precisa che nel corso dei primi nove mesi del 2010 Edison Spa ha definito positivamente la procedura arbitrale nei confronti di Falck avente ad oggetto la compravendita della società Tecnimont. A fronte della definizione transattiva Edison Spa ha beneficiato di un provento netto a conto economico di circa 25 milioni di euro e di un effetto positivo di cassa di 7 milioni di euro. Inoltre si segnala che nel corso del terzo trimestre la controllata Edison Energie Speciali Spa ha acquisito il controllo totalitario della società Parco Eolico San Francesco Srl con un costo di 42 milioni di euro (soggetto ad aggiustamenti).

Transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293, si precisa che nel corso dei primi nove mesi del 2010 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione stessa.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO IL 30 SETTEMBRE 2010

Edison, Moody's aggiorna il rating a Baa3

Il 14 ottobre 2010, l'agenzia di rating Moody's ha rivisto, alla fine della propria *review* annuale, il merito di credito a lungo termine di Edison Spa da Baa2, *negative outlook*, a Baa3, *stable outlook*. La revisione riflette l'impatto che la persistente debolezza dello scenario dell'energia elettrica e del gas naturale in Italia ha sul profilo finanziario di Edison.

Milano, 26 ottobre 2010

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Giuliano Zuccoli

AREA DI CONSOLIDAMENTO

al 30 settembre 2010

AREA DI CONSOLIDAMENTO AL 30 SETTEMBRE 2010

Elenco partecipazioni

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo % (a)		Quota di partecipazione sul capitale % (b)	Azionista	Titoli posseduti con diritti di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Rapporto di partecipaz. (e)	Note
				30.09.2010	31.12.2009						
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	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 Power Energy Srl (Socio unico)	Milano (I)	EUR	50.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Edison Trading Spa (Socio unico)	Milano (I)	EUR	30.000.000	100,00	100,00	100,00	Edison Spa	-	-	CO	(i)
Eneco Energia Spa	Bolzano (I)	EUR	222.000	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	Edison Energie Speciali Spa (Socio unico)	-	-	CO	(i)
Presenzano Energia Srl	Milano (I)	EUR	120.000	90,00	100,00	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	92,86 7,14	Edison Spa Selm Holding International Sa	-	-	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	0,00 100,00	Edison Spa Selm Holding International Sa	-	-	CO	-

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
				30.09.2010	31.12.2009	% (b)	Azionista				
Corporate e altri settori											
Atema Limited	Dublino 2 (Irl)	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	4.582.803	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)
Selm Holding International Sa	Lussemburgo (L)	EUR	24.000.000	100,00	100,00	99,95 0,05	Edison Spa Montedison Srl (Socio unico)	-	-	CO	-

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	37,50	75,78	Elpedison Bv	-	-	JV	-
Elpedison Trading Sa	Marousi Atene (Gr)	EUR	500.000	50,00	50,00	100,00	Elpedison Bv	-	-	JV	-
Ibiritermo Sa	Ibirite - Estado de Minas Gerais (Br)	BRL	7.651.814	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	-
IGI Poseidon Sa-Nat. Gas Subm. Interc. Gre-Ita-Posei	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	-
International Water Holdings Bv	Amsterdam (NL)	EUR	40.000	50,00	50,00	50,00	Edison Spa	-	-	JV	-

Elenco partecipazioni (segue)

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo % (a) 30.09.2010	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
B) Partecipazioni in imprese valutate con il metodo del patrimonio netto										
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	-	-	2,6	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)	-	-	4,4	CL	-
Kraftwerke Hinterrhein Ag	Thusis (Ch)	CHF	100.000.000	20,00	Edison Spa	-	-	18,7	CL	-
Soc. Svil. Rea. Gest. Gasdot. Alg-Itav. Sardeg. Galsi Spa	Milano (I)	EUR	35.838.000	20,81	Edison Spa	-	-	18,2	CL	-
Utilità Spa	Milano (I)	EUR	2.307.692	35,00	Edison Spa	-	-	1,2	CL	-
Totale partecipazioni in imprese valutate con il metodo del patrimonio netto								46,3		

Elenco partecipazioni (segue)

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo % (a) 31.12.2009	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
Ascot Srl (In liq.)	Bressanone (BZ) (I)	EUR	10.330	50,00	50,00	Eneco Energia Spa	-	-	JV	-
Auto Gas Company S.A.E. (In liq.)	Il Cairo (Et)	EGP	1.700.000		30,00	Edison International Spa	-	0,2	CL	-
Cempes Scrl (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	-
Finsavi Srl	Palermo (I)	EUR	18.698		50,00	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 Sarl (In liq.)	Lisbona (P)	PTE	1.000.000		20,00	Edison Spa	-	-	CL	-
International Water (UK) Limited (In liq.)	Londra (Gb)	GBP	2.601.001		100,00	International Water Holdings Bv	-	-	JV	-
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 (Rl) (I)	LIT	150.000.000		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	300.000.000		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								2,6		

Elenco partecipazioni (segue)

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale sociale	Quota consolidata di Gruppo % (a) 31.12.2009	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 (Usa)	USD	447.893,59		0,36	Edison Spa	-	-	3,6	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	-	-	1,5	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	8,6	TZ	-
Syremont Spa	Messina (I)	EUR	750.000		40,00	Edison Spa	-	-	-	CL	(ii)
Terminale GNL Adriatico Srl	Milano (I)	EUR	200.000.000		10,00	Edison Spa	-	-	281,4	TZ	-
Altre minori									1,1		
Totale partecipazioni in altre imprese valutate al fair value								305,8			
Totale partecipazioni								354,7			

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, 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.

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

Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del D.Lgs. 58/1998

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Edison Spa Marco Andreasi dichiara, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza (D.Lgs. 58/1998) che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2010 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Milano, 26 ottobre 2010

**Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari
Marco Andreasi**