



RELAZIONE FINANZIARIA 2011

RELAZIONE SULLA GESTIONE

EDISON IN ITALIA



EDISON NEL MONDO



INDICE

RELAZIONE FINANZIARIA 2011

- 2 Lettera agli azionisti
- 4 Edison oggi
- 6 I numeri di Edison
- 8 Struttura semplificata del Gruppo al 31 dicembre 2011
- 11 Organi sociali
- 11 Notizie relative ai titoli

12 RELAZIONE SULLA GESTIONE

- 14 **Anno 2011. Eventi di rilievo**
- 15 Sviluppo attività
- 16 Operazioni finanziarie
- 16 Altri fatti di rilievo
- 17 Fatti di rilievo avvenuti dopo il 31 dicembre 2011

- 18 **Dati significativi. Focus sui risultati**
- 21 Andamento e risultati 2011 del Gruppo e prevedibile evoluzione nel 2012
- 23 Edison e i mercati finanziari

- 24 **Scenario in evoluzione. Mercati e normative**
- 25 Quadro economico di riferimento
- 27 Andamento del mercato energetico italiano
- 30 Quadro normativo e regolamentare di riferimento

- 42 **Un anno in sintesi. Andamento dei settori**
- 43 Energia elettrica
- 45 Idrocarburi
- 48 Corporate e Altri Settori
- 48 Discontinued Operations
- 49 Raccordo tra risultato e patrimonio netto della Capogruppo e gli analoghi valori del Gruppo

- 50 **Responsabilità sociale. Aree di intervento**
- 51 Innovazione, ricerca e sviluppo
- 52 Salute, sicurezza e ambiente
- 56 Risorse umane e relazioni industriali

- 59 Rischi e incertezze

- 69 Altre informazioni

- 71 Proposta di deliberazione

- 72 Relazione del Collegio sindacale

RELAZIONE FINANZIARIA 2011

RELAZIONE SULLA GESTIONE

LETTERA AGLI AZIONISTI

Signori Azionisti,

il 2011 è stato un anno a due facce in cui alla speranza di essere usciti dalla crisi economica ha fatto da contraltare la tempesta dei debiti sovrani nel Vecchio Continente e il rapido peggioramento della congiuntura con conseguente taglio delle stime di crescita dei Paesi Sviluppati.

L'economia mondiale ha dovuto anche fare i conti con la frenata dei Paesi Emergenti che finora avevano trainato lo sviluppo globale -Cina e India in primis-, con l'impatto su scala internazionale del terremoto in Giappone e infine con l'instabilità politico-sociale ed economica portata dalla Primavera araba nei Paesi del Nord-Africa. Tutti questi fattori hanno provocato un vistoso rallentamento dell'economia mondiale rendendo più probabile il rischio di una recessione nel 2012.

In campo energetico la domanda si è confermata, ancora una volta, su livelli inferiori a quelli pre-crisi del 2008 e la ripresa è ipotizzabile solo nel medio periodo.

In Italia gli effetti negativi di una domanda debole di energia elettrica sono stati amplificati dall'ingresso sul mercato di nuova capacità produttiva. Ne è derivata una compressione dei margini dell'attività di generazione che si sono ulteriormente contratti rispetto ai già depressi livelli del 2009.

Più complesso appare lo scenario del mercato del gas, dove la temporanea riduzione delle forniture dalla Libia ha solo in minima parte compensato l'eccesso di offerta di gas a prezzi estremamente competitivi. Negli ultimi 6 anni i nuovi gasdotti e terminali GNL hanno aumentato la capacità di importazione di gas in Europa di oltre il 25%. A questo incremento della disponibilità di gas è corrisposta una generalizzata contrazione della domanda che in Italia è stata acuita da temperature invernali quest'anno particolarmente miti. Ne è derivata una forte pressione competitiva sui prezzi di vendita che si è accompagnata a un importante scostamento tra i prezzi del gas di breve termine disponibile sul mercato spot e quelli del gas vincolato da contratti di lungo termine, che sono ancorati al prezzo del petrolio secondo clausole di take or pay. Inevitabilmente gli operatori energetici che sono nel tempo ricorsi a questo tipo di contratti si trovano ora a far fronte a una drastica riduzione dei margini di commercializzazione del gas.

Al fine di ristabilire la redditività Edison ha avviato con i propri fornitori di gas rinegoziazioni delle condizioni contrattuali o arbitrati che le hanno permesso nel corso del 2011 di raggiungere un accordo con Eni e Promgas per l'adeguamento alle mutate condizioni di mercato del prezzo della materia prima importata rispettivamente dalla Norvegia e dalla Russia. Un processo che sta ora interessando le forniture di Algeria, Libia e Qatar e che si chiuderà a partire dalla seconda metà del 2012 con un impatto positivo sulla redditività della società.

In un contesto così complesso, ulteriormente complicato dal dibattito tra gli azionisti di Edison per il riassetto della società, l'azienda ha ottenuto buone performance industriali chiudendo il 2011 con un margine operativo lordo superiore alle attese.

Con la sola eccezione dell'attività di importazione e vendita di gas, tutte le aree di business di Edison hanno registrato un andamento positivo. In particolare, la crescita ha interessato l'E&P, che ha

beneficiario dell'avvio della produzione di una nuova piattaforma ad Abu Qir in Egitto; le vendite retail che hanno raggiunto quota 1,4 milioni di clienti; la generazione elettrica estera, grazie all'entrata in produzione della centrale di Thisvi in Grecia e le fonti rinnovabili con l'ampliamento della capacità installata e delle produzioni.

L'azienda ha messo in campo tutte le iniziative necessarie a contrastare le difficoltà dettate dalla congiuntura e a sostenere lo sviluppo e la crescita futura di Edison.

Uno sviluppo che passa attraverso il rafforzamento a livello internazionale con particolare attenzione al bacino del Mediterraneo e ai Balcani.

Quanto all'Italia, Edison intende mantenere il proprio posizionamento di challenger degli ex monopolisti elettrici, nonostante che il riassetto azionario in corso preveda la cessione della partecipazione Edison in Edipower con i suoi quasi 4.000 MW di nostra competenza. Edison crescerà e si svilupperà sia sul piano commerciale che su quello industriale, valutando attentamente anche eventuali opportunità di consolidamento nel settore della generazione elettrica.

Signori Azionisti,

il Consiglio di Amministrazione del 13 febbraio ha segnato un decisivo passo in avanti verso l'accordo tra i nostri Soci da cui può scaturire una società con nuove, significative potenzialità di rilancio e di ritorno ad una nuova fase di sviluppo, sia in Italia sia a livello internazionale.

La prevista vendita di Edipower migliorerà la posizione finanziaria di Edison di 1,1 miliardi di euro liberando risorse che saranno dirette a sostenere il percorso di crescita dell'azienda.

Il 2012 richiederà al nostro management e a tutti i dipendenti Edison un impegno assai intenso per affrontare le sfide di un anno che sarà ancora molto difficile; tuttavia siamo certi che essi non faranno mancare all'azienda tutta la tenacia e la professionalità necessarie per cogliere i risultati che gli azionisti si aspettano.



Renato Ravanelli
Presidente



Bruno Lescoeur
Amministratore Delegato

EDISON OGGI

EDISON È UNO DEI PRINCIPALI OPERATORI ITALIANI DELL'ENERGIA. PRODUCE, IMPORTA E VENDE ENERGIA ELETTRICA E IDROCARBURI (GAS NATURALE E PETROLIO).



ENERGIA ELETTRICA

Mercato Italia 2011

Domanda totale lorda Italia	332,3 TWh
Vendite lorde Edison in Italia (*)	72,1 TWh
di cui: - Mercato libero (*)	64,1 TWh
- CIP 6/92	4,7 TWh
- Captive	3,3 TWh
Siti serviti al 31.12.2011	847 '000

Impianti e capacità produttiva 2011

Potenza disponibile Gruppo Edison (**)	11,5 '000 MW
di cui Edipower (50%)	3,8 '000 MW
Produzione netta di energia elettrica - Totale Italia	289,2 TWh
Produzione netta di energia elettrica Gruppo Edison in Italia	33,2 TWh
di cui Edipower (50%)	6,7 TWh
Quota di produzione su totale Italia	11,5 %

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

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

Fonti: preconsuntivi AU, Terna e stime Edison.

IDROCARBURI

Mercato Italia 2011

Fabbisogno totale Italia	77,4 Mld. mc
Vendite Edison Italia	15,2 Mld. mc
Vendite Edison/Fabbisogno totale Italia	19,6 %
Siti serviti al 31.12.2011	524 '000

Impianti e capacità produttiva 2011

Produzioni gas - Totale Italia	8,0 Mld. mc
Produzioni gas - Edison (Italia)	0,5 Mld. mc
Quota di produzione	6,5 %
Concessioni e permessi Italia	60 n.
Concessioni per centri stoccaggio in Italia (*)	3 n.
Produzione gas - Edison (estero)	1,7 Mld. mc
Concessioni e permessi all'estero	23 n.
Riserve idrocarburi	49,8 Mld. mc eq.
Rete gas (metanodotti b.p. + m.p.)	3,52 '000/Km
Rete gas (metanodotti a.p.)	0,08 '000/Km

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

Fonti: preconsuntivi Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.

I NUMERI DI EDISON

11,5

GW di potenza installata*

72

centrali idroelettriche

1

centrale a biomassa

9

campi fotovoltaici

49,8

mld m³ eq. di riserve di idrocarburi

1

terminale GNL
(8 mld m³/anno)**

1

HV merchant line
(150 MW)***



33,2

TWh di produzione netta
di energia elettrica in Italia

28

centrali termoelettriche

32

campi eolici

15,2

mld m³ di disponibilità gas



3

centri di stoccaggio gas
(di cui 1 in sviluppo)

83

titoli minerari
(gas e olio)

72,1

TWh di vendite lorde
di energia elettrica in Italia

* compreso 50% di Edipower

** utilizzo Edison 6,4 mld m³/anno

*** quota Edison 48,45%

STRUTTURA SEMPLIFICATA DEL GRUPPO AL 31.12.2011

ORGANIZZAZIONE E ATTIVITÀ DELLE BUSINESS UNIT E PRINCIPALI SOCIETÀ NEL PERIMETRO DI CONSOLIDAMENTO

Asset Elettrici

Gestione impianti per la produzione di energia termoelettrica e idroelettrica

- Edipower Spa ⁽²⁾
- Hydros Srl
- Dolomiti Edison Energy Srl

Power International

Sviluppo e Management degli impianti internazionali per generare energia termoelettrica e interconnessione elettrica

- Elpedison BV
- Elite Spa

Fonti Rinnovabili

Gestione e sviluppo impianti per la produzione di energia eolica e da altre fonti rinnovabili

- Edison Energie Speciali Spa
- Sistemi di Energia Spa

Energy Management

Dispacciamento e vendite in Borsa e a grossisti

- Edison Trading Spa

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

(¹) Società soggette a 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%. Rappresentata al 31 dicembre 2011 tra le Discontinued Operations.

Asset Idrocarburi

Esplorazione e produzione idrocarburi, stoccaggio, trasporto e distribuzione gas in Italia e all'estero

- Edison International Spa
- Abu Qir Petroleum Co

- Edison Stoccaggio Spa (*)
- Edison D.G. Spa (*)

Gas International

Sviluppo delle interconnessioni gas internazionale

- Igi-Poseidon Sa
- Galsi Spa

Gas Supply & Logistics

Gestione approvvigionamenti, attività logistiche e vendita a grossisti e centrali termoelettriche

Marketing & Commerciale

Vendita energia elettrica e gas a clienti finali

- Edison Energia Spa

EDISON Spa (*)

Efficienza Energetica e Sviluppo Sostenibile

Soluzioni per utilizzo di energia sostenibile

ORGANI SOCIALI

**NOTIZIE RELATIVE
AI TITOLI**



ORGANI SOCIALI^(*)

Consiglio di Amministrazione⁽¹⁾

Presidente		Renato Ravanelli ⁽²⁾⁽³⁾
Amministratore Delegato		Bruno Lescoeur ⁽³⁾
Amministratori	indipendente	Mario Cocchi ⁽⁴⁾⁽⁶⁾
	indipendente	Gregorio Gitti ⁽⁴⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾
	indipendente	Gian Maria Gros-Pietro ⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾
		Jean-Louis Mathias ⁽³⁾⁽⁴⁾
		Mauro Miglio ⁽³⁾⁽⁸⁾
		Thomas Piquemal ⁽⁵⁾
		Henri Proglio
		Paolo Rossetti
		Klaus Stocker ⁽⁵⁾
		Andrea Viero ⁽⁵⁾
		Steven Wolfram ⁽⁹⁾
Segretario del Consiglio		Lucrezia Geraci

Collegio Sindacale⁽¹⁰⁾

Presidente	Alfredo Fossati
Sindaci Effettivi	Angelomaria Palma Leonello Schinasi

Società di Revisione⁽¹¹⁾

Deloitte & Touche Spa

(*) Alla data di pubblicazione del documento.

(1) Nominato dall'Assemblea del 26 aprile 2011 per un anno e quindi sino all'assemblea di approvazione del bilancio dell'esercizio 2011, ad eccezione di quanto indicato alle note 8) e 9).

(2) Nominato nella carica dal Consiglio di Amministrazione del 2 marzo 2012, in sostituzione di Giuliano Zuccoli, cessato il 10 febbraio 2012.

(3) Membro del Comitato Strategico.

(4) Membro del Comitato di Remunerazione.

(5) Membro del Comitato per il Controllo Interno.

(6) Membro del Comitato Indipendenti.

(7) Membro dell'Organismo di Vigilanza.

(8) Cooptato in data 2 marzo 2012 in sostituzione di Giuliano Zuccoli, cessato il 10 febbraio 2012, e in carica sino alla prossima assemblea.

(9) Cooptato in data 21 dicembre 2011, in sostituzione di Adrien Jami, cessato il 21 dicembre 2011, e in carica sino alla prossima assemblea.

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

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

NOTIZIE RELATIVE AI TITOLI

Numero azioni al 31 dicembre 2011

Azioni ordinarie	5.181.108.251
Azioni di risparmio	110.592.420

Azionisti con partecipazioni rilevanti al 31 dicembre 2011

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

(1) Quota indiretta.

(2) Quota diretta.

RELAZIONE SULLA GESTIONE





ANNO 2011. EVENTI DI RILIEVO



SVILUPPO ATTIVITÀ

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

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

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

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

Edison: chiusa rinegoziazione prezzo con ENI per fornitura gas norvegese

In data 11 febbraio 2011 Edison ha concluso positivamente la rinegoziazione con ENI relativa al prezzo del contratto gas di lungo termine di origine norvegese, scaduto a fine anno.

L'accordo raggiunto permette la risoluzione della disputa insorta sul prezzo della fornitura prevenendo ulteriori controversie fra le parti. L'accordo complessivo negoziato genera una riduzione significativa di costo rispetto al prezzo precedentemente in vigore.

Edison: chiusa rinegoziazione prezzo con Promgas per fornitura gas russo

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

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

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

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

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

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

Edison e Mapei inaugurano due impianti fotovoltaici

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

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

propria produzione come contributo al soddisfacimento del fabbisogno energetico dello stabilimento. Per la realizzazione dell'impianto sono stati installati 4.708 moduli fotovoltaici a silicio policristallino che, con una conversione iniziale superiore al 13% dell'irraggiamento solare in energia elettrica, offrono le migliori prestazioni di tenuta del rendimento nel tempo. In totale è stata coperta una superficie pari a oltre 6.800 m². Successivamente il 27 maggio 2011 è stato inaugurato l'impianto fotovoltaico realizzato da Edison presso lo stabilimento del Gruppo Mapei a Robbiano di Mediglia, in provincia di Milano. L'impianto fotovoltaico, realizzato sul tetto del capannone industriale dello stabilimento Mapei, ha una potenza installata pari a 865 kW e produce 880.000 kWh all'anno. L'impianto fornisce il 95% della propria produzione come contributo al soddisfacimento del fabbisogno energetico dello stabilimento. Per la realizzazione dell'impianto sono stati installati 3.680 moduli fotovoltaici a silicio policristallino ed è stata coperta una superficie pari a oltre 6.000 m².

OPERAZIONI FINANZIARIE

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

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

Edison: sottoscritto finanziamento bancario di 700 milioni di euro

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

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

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

ALTRI FATTI DI RILIEVO

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

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

La revisione riflette, secondo l'agenzia di rating, l'indebolimento del profilo di rischio del gruppo, causato dalla perdurante fase di debolezza del mercato energetico, e i rischi connessi all'eventuale mancata rinegoziazione dei contratti di fornitura del gas a lungo termine, nonché il mancato accordo tra i soci in relazione alla ristrutturazione della compagine azionaria.

Successivamente, in data 7 dicembre 2011, Moody's ha posto il *rating* di Edison Baa3 in revisione per un possibile *downgrade* a causa dell'incertezza determinata dai ritardi cumulati dagli azionisti Edison nel trovare un accordo per la ridefinizione della *governance* della società.

Standard & Poor modifica il rating di Edison

In data 21 giugno 2011 l'agenzia di rating Standard & Poor's ha posto il merito del credito a lungo termine BBB dell'azienda sotto *Credit Watch Developing* anticipando la possibilità che il *rating* di Edison venisse rivisto nel breve termine.

Successivamente in data 5 dicembre 2011, l'agenzia di rating Standard & Poor's ha modificato il rating di lungo e breve termine di Edison rispettivamente da BBB-/A-2 a BBB-/A-3 con *Credit Watch* Negativo. L'agenzia di rating ha motivato il *downgrade* come conseguenza dell'indebolimento del profilo di rischio di Edison, prevalentemente a causa della perdurante fase di debolezza del mercato del gas. Il *Credit Watch* Negativo riflette l'incertezza derivante dallo stallo delle trattative tra i soci sul riassetto del gruppo e sulla possibilità che Edison mantenga un profilo di liquidità "adeguato" secondo i criteri di Standard & Poor's.

Edison cede impianti di Taranto all'ILVA

In data 10 ottobre 2011 Edison ha perfezionato con ILVA (Gruppo Riva) la cessione dell'intero capitale sociale di Taranto Energia Srl, società nella quale Edison Spa ha conferito il ramo d'azienda costituito dalle centrali termoelettriche CET 2 e CET 3, situate all'interno del sito industriale dell'ILVA a Taranto. Il valore incassato da Edison è stato di circa 164,4 milioni di euro.

Edison: il CdA approva l'accordo di principi per il riassetto di Edison ed Edipower

In data 24 gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione di Edison, tenuto conto del parere positivo espresso dal presidio alternativo equivalente al Comitato Indipendenti, composto dagli amministratori indipendenti Gregorio Gitti e Gian Maria Gros-Pietro, sulla base della *fairness opinion* di Rothschild e Goldman Sachs, ha approvato l'accordo di principi per il riassetto societario di Edison ed Edipower fra le società, A2A, Delmi ed EDF del 26 dicembre scorso per quanto di propria competenza, che prevede la vendita a Delmi della partecipazione sociale in Edipower per circa 600 milioni di euro e un contratto per la fornitura di gas a quest'ultima.

Il Consiglio di Amministrazione di Edison, avvalendosi anche del parere di congruità di Lazard, ha valutato positivamente l'accordo cui darà esecuzione entro il termine previsto del 15 febbraio 2012 per ragioni di carattere sia industriale che finanziario.

La cessione della partecipazione in Edipower ed il contestuale deconsolidamento consentiranno di migliorare la posizione finanziaria netta del gruppo Edison di circa 1,1 miliardi di euro con conseguente impatto positivo sui *ratios* patrimoniali dell'azienda e libereranno risorse che saranno destinate allo sviluppo delle attività di Edison. Il contratto di fornitura di gas da Edison a Edipower consentirà di mantenere inalterato l'equilibrio fra le proprie fonti di approvvigionamento e i relativi impieghi.

Risoluzione anticipata della convenzione CIP 6/92 dell'impianto CET3 di Piombino

A inizio 2012 Edison ha firmato con il GSE l'intesa per la risoluzione anticipata volontaria della convenzione CIP 6/92 relativa all'impianto CET3 di Piombino, secondo quanto previsto dal decreto ministeriale 2 dicembre 2009 e 23 giugno 2011. La risoluzione sarà efficace dal 1° gennaio 2013. Edison ha così completato il processo di risoluzione anticipata volontaria delle convenzioni CIP 6/92 iniziato nel 2010.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO IL 31 DICEMBRE 2011

Per la descrizione di altri eventi successivi alla data di chiusura dell'esercizio cui il presente bilancio si riferisce, si rimanda al paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo il 31 dicembre 2011" contenuto nel Bilancio Consolidato.

**DATI SIGNIFICATIVI.
FOCUS SUI RISULTATI**



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

Inoltre a seguito degli accordi per il riassetto societario di Edison, che prevedono tra l'altro la cessione di Edipower Spa al verificarsi di alcune *condition precedent* e in considerazione della significatività degli *asset* oggetto della cessione, il gruppo Edison ha optato per la rappresentazione del contributo di Edipower come *Discontinued Operations* ai sensi del principio contabile IFRS 5 che prevede la riclassifica in linea separata delle attività nette e dei risultati delle attività destinate alla vendita; conseguentemente anche i valori 2010 sono stati riclassificati. Tuttavia ai fini di una più compiuta rappresentazione dei margini industriali ed in continuità con le situazioni contabili infrannuali già pubblicate nel corso dell'anno, nelle tabelle che seguono i risultati industriali più significativi sotto il profilo gestionale (Ricavi di vendita, Margine operativo lordo e investimenti) sono esposti anche con Edipower consolidata proporzionalmente al 50% linea per linea.

Gruppo Edison

(in milioni di euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2011 ⁽⁵⁾	Esercizio 2010	Esercizio 2010 ⁽⁵⁾	Variazione %
Ricavi di vendita	11.381	12.097	9.685	10.446	17,5%
Margine operativo lordo	887	1.003	1.264	1.369	(29,8%)
% sui Ricavi di vendita	7,8%	8,3%	13,1%	13,1%	
Risultato operativo	2		307		(99,3%)
% sui Ricavi di vendita	n.s.		3,2%		
Risultato netto da Continuing Operations	(273)		123		n.s.
Risultato netto da Discontinued Operations	(605)		(74)		n.s.
Risultato netto di competenza di Gruppo	(871)		21		n.s.
Investimenti in immobilizzazioni	482	503	456	505	5,7%
Investimenti in esplorazione	46	46	52	52	(11,5%)
Capitale investito netto (A + B)	11.030		11.845		(6,9%)
Indebitamento finanziario netto (A) ⁽¹⁾	3.884		3.708		4,7%
Patrimonio netto totale (B)	7.146		8.137		(12,2%)
Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	6.988		7.939		(12,0%)
ROI ⁽²⁾	n.s.		3,08%		
ROE ⁽³⁾	n.s.		0,26%		
Debt / Equity (A/B)	0,54		0,46		
Gearing (A / A+B)	35%		31%		
Dipendenti (numero) ⁽⁴⁾	3.764		3.939		(4,5%)

⁽¹⁾ La composizione di questa voce è illustrata nel paragrafo "Indebitamento finanziario netto" delle Note illustrative al Bilancio Consolidato.

⁽²⁾ Risultato operativo/capitale investito netto medio da *Continuing Operations*.

Il capitale investito netto da *Continuing Operations* è rettificato dal valore delle partecipazioni iscritte nelle attività non correnti ed è calcolato come media aritmetica del capitale investito netto a fine esercizio e di quello a fine dell'esercizio precedente.

⁽³⁾ Risultato netto di competenza di Gruppo/Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante.

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

⁽⁴⁾ Società consolidate integralmente e quota di spettanza delle società consolidate con il metodo proporzionale.

⁽⁵⁾ Edipower consolidata proporzionalmente al 50% linea per linea.

Edison Spa

(in milioni di euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Ricavi di vendita	5.833	5.591	4,3%
Margine operativo lordo	108	368	(70,7%)
% sui Ricavi di vendita	1,9%	6,6%	
Risultato operativo	(486)	(36)	n.s.
% sui Ricavi di vendita	n.s.	n.s.	
Risultato netto da Continuing Operations	(372)	(64)	n.s.
Risultato netto da Discontinued Operations	(524)	(22)	n.s.
Risultato netto dell'esercizio	(896)	(86)	n.s.
Investimenti in immobilizzazioni	177	201	(11,9%)
Capitale investito netto	7.753	8.534	(9,2%)
Indebitamento finanziario netto	1.870	1.670	12,0%
Patrimonio netto	5.883	6.864	(14,3%)
Debt/equity	0,32	0,24	
Dipendenti	1.588	1.740	(8,7%)

Ricavi di vendita e margine operativo lordo per settore

Come già precisato nel precedente paragrafo ai fini di una più compiuta rappresentazione dei margini industriali ed in continuità con le situazioni contabili infrannuali già pubblicate nel corso dell'anno, nelle tabelle che seguono i risultati economici più significativi sotto il profilo gestionale (Ricavi di vendita e Margine operativo lordo) sono esposti anche con Edipower consolidata proporzionalmente al 50% linea per linea.

(in milioni di euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2011 (**)	Esercizio 2010	Esercizio 2010 (**)	Variazione %
Filiera Energia Elettrica ⁽¹⁾					
Ricavi di vendita	7.437	8.153	6.528	7.289	13,9%
Margine operativo lordo reported	509	625	950	1.055	(46,4%)
Margine operativo lordo adjusted *	702	818	1.025	1.130	(31,5%)
Filiera Idrocarburi ⁽²⁾					
Ricavi di vendita	5.468	5.468	5.040	5.040	8,5%
Margine operativo lordo reported	484	484	413	413	17,2%
Margine operativo lordo adjusted *	291	291	338	338	(13,9%)
Corporate e Altri Settori ⁽³⁾					
Ricavi di vendita	50	50	51	51	(2,0%)
Margine operativo lordo	(106)	(106)	(99)	(99)	(7,1%)
% sui Ricavi di vendita	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	
Elisioni					
Ricavi di vendita	(1.574)	(1.574)	(1.934)	(1.934)	18,6%
Margine operativo lordo	-	-	-	-	-
Gruppo Edison					
Ricavi di vendita	11.381	12.097	9.685	10.446	17,5%
Margine operativo lordo	887	1.003	1.264	1.369	(29,8%)
% sui Ricavi di vendita	7,8%	8,3%	13,1%	13,1%	

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

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

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

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

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

(**) Edipower consolidata proporzionalmente al 50% linea per linea.

ANDAMENTO E RISULTATI 2011 DEL GRUPPO E PREVEDIBILE EVOLUZIONE NEL 2012

Andamento della gestione

Nel corso del 2011 il Gruppo registra ricavi di vendita pari a 11.381 milioni di euro, in aumento del 17,5% rispetto all'anno precedente. Nei singoli settori si osservano incrementi pari al 13,9% per la Filiera Energia Elettrica e all'8,5% per la Filiera Idrocarburi sostanzialmente guidati dall'aumento dei prezzi medi di vendita trainati dallo scenario di riferimento.

Il margine operativo lordo si attesta a 887 milioni di euro, in diminuzione di 377 milioni di euro (-29,8%) rispetto ai 1.264 milioni di euro del 2010; tale variazione è riconducibile alla riduzione del margine operativo lordo *adjusted*⁽¹⁾ della Filiera Energia Elettrica (-323 milioni di euro) e della Filiera Idrocarburi (-47 milioni di euro).

In particolare la variazione negativa del margine operativo lordo *adjusted*⁽¹⁾ della Filiera Energia Elettrica è imputabile principalmente alla minore redditività del segmento CIP 6/92 a seguito della risoluzione anticipata di alcune convenzioni che nel 2010 aveva anche comportato l'iscrizione del corrispettivo un tantum di 173 milioni di euro. Per quanto riguarda la Filiera Idrocarburi il decremento del margine operativo lordo *adjusted*⁽¹⁾ è attribuibile all'attività di compra-vendita del gas naturale i cui effetti economici, negativi nel 2011, sono stati solo in parte mitigati dal contributo positivo realizzato nel segmento *Exploration&Production*; inoltre va sottolineato che il margine operativo lordo dell'esercizio ha beneficiato della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di gas naturale a lungo termine dalla Norvegia e dalla Russia, rispettivamente con le controparti Eni e Promgas.

Si rimanda al commento delle Filiere per un'analisi più approfondita dell'andamento dell'anno in questione. Per completezza di rappresentazione si evidenzia altresì che il margine operativo lordo nell'ipotesi di consolidamento linea per linea di Edipower si sarebbe attestato a 1.003 milioni di euro in diminuzione di 366 milioni di euro (-26,7%) rispetto ai 1.369 milioni di euro del 2010 e che tale scostamento è ugualmente imputabile ai fenomeni già commentati.

Il risultato operativo netto è pari a 2 milioni di euro che si confronta con i 307 milioni di euro del 2010. Tale valore, oltre a riflettere il calo della redditività già commentata precedentemente a livello di margine operativo lordo, sconta ammortamenti e svalutazioni per un totale di 885 milioni di euro (957 milioni di euro nel 2010).

Gli ammortamenti pari a 535 milioni di euro (598 milioni di euro nel 2010) si riducono principalmente a seguito degli effetti della scadenza di alcune convenzioni CIP 6/92 e delle svalutazioni effettuate a fine 2010, nonché di minori costi di esplorazione, effetti che più che compensano gli ammortamenti legati all'entrata in produzione di nuovi impianti.

Le svalutazioni nette pari a 350 milioni di euro (359 milioni di euro nel 2010) riflettono principalmente gli effetti del processo di *impairment test* sugli *asset* e sull'avviamento nonché il ripristino di valore per +125 milioni di euro delle attività egiziane della concessione di Abu Qir. Le svalutazioni di immobilizzazioni materiali (254 milioni di euro) si riferiscono quasi interamente a centrali termoelettriche e nello specifico riflettono l'incremento del rischio paese per le centrali situate in Grecia e, per alcuni impianti situati in Italia, la minore marginalità attesa dettata dal perdurare delle condizioni di scarsa redditività del mercato elettrico nazionale e dalla decisione di risoluzione anticipata della convenzione CIP 6/92, a partire da gennaio 2013, per l'impianto di Piombino. A ciò si aggiunge la svalutazione dell'avviamento allocato alla Filiera Energia Elettrica pari a 213 milioni di euro, anch'esso riconducibile alla revisione delle stime di redditività attesa sui margini elettrici determinata dal protrarsi delle condizioni di forte pressione competitiva che caratterizza il mercato elettrico nazionale.

Per quanto detto la perdita netta da Continuing Operations, che recepisce altresì oneri finanziari netti per 160 milioni di euro nonché imposte sul reddito per 96 milioni di euro, si attesta a 273 milioni di euro (utili netti per 123 milioni nel 2010). In merito si segnala che il carico fiscale corrente include le disposizioni

(1) Vedi nota pagina 20.

contenute nella Legge 14 settembre 2011 n. 148, che ha esteso l'applicazione dell'addizionale IRES alle società operanti nel settore delle fonti rinnovabili e della distribuzione di gas naturale e ha innalzato l'aliquota dal 6,5% al 10,5% per il triennio 2011-2013, con conseguenti effetti negativi per 20 milioni di euro, di cui 3 milioni di euro inclusi nel risultato netto da attività in dismissione.

La perdita netta da Discontinued Operations è pari a 605 milioni di euro ed è riconducibile per 591 milioni di euro alla classificazione tra le attività destinate alla vendita del contributo di Edipower (di cui 571 milioni di euro riferibili all'adeguamento delle attività di Edipower, inclusive della quota di *goodwill* indistinto ad essa allocata, al presumibile valore di cessione); per ulteriori dettagli si rimanda all'approfondimento relativo alle Discontinued Operations contenuto nel paragrafo "Informazioni relative all'IFRS 5" del Bilancio Consolidato.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2011 è risultato pari a 3.884 milioni di euro, in aumento rispetto ai 3.708 milioni rilevati a fine dicembre 2010. Per un'analisi più dettagliata delle principali componenti si rimanda al capitolo "Indebitamento finanziario netto" contenuto all'interno delle Note illustrative al Bilancio Consolidato.

Nel prospetto che segue si fornisce l'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto:

(in milioni di euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010 ^(*)
A. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO INIZIALE	(3.708)	(3.858)
Margine operativo lordo	887	1.264
Variazione del capitale circolante operativo	(494)	148
Imposte dirette pagate (-)	(184)	(292)
Variazione altre attività (passività)	(1)	(153)
B. CASH FLOW OPERATIVO	208	967
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-)	(528)	(508)
Investimenti in immobilizzazioni finanziarie (-)	(3)	(7)
Prezzo di acquisizione business combinations (-)	-	(42)
Prezzo di cessione immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie	259	8
Rimborsi di capitale da immobilizzazioni finanziarie	11	8
Dividendi incassati	5	1
C. CASH FLOW DISPONIBILE (Generazione di cassa)	(48)	427
Proventi (oneri) finanziari netti	(160)	(117)
Apporti di capitale sociale e riserve	-	10
Dividendi pagati (-)	(22)	(259)
D. CASH FLOW DOPO LA GESTIONE FINANZIARIA	(230)	61
Discontinued Operations	54	89
E. CASH FLOW NETTO DELL'ESERCIZIO	(176)	150
F. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO FINALE	(3.884)	(3.708)

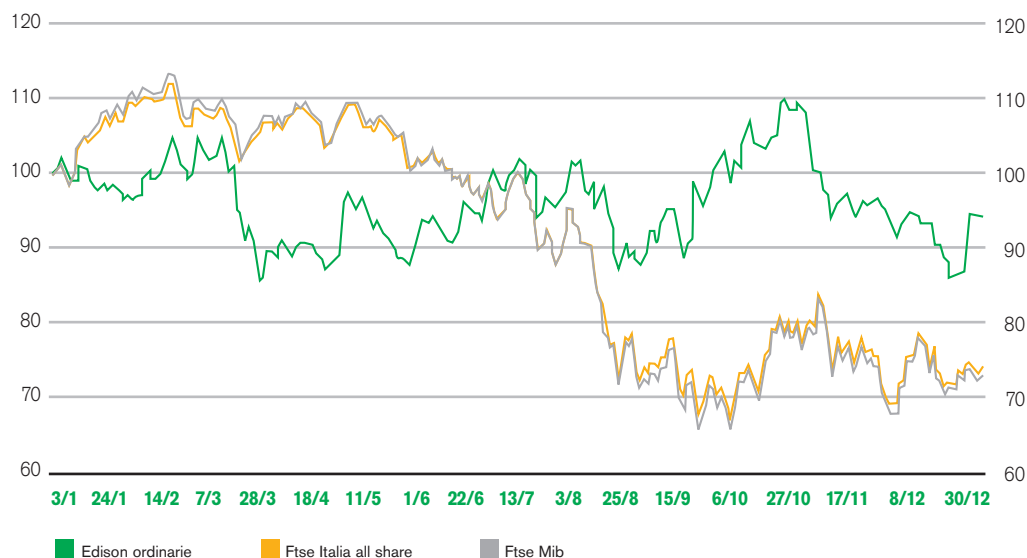
(*) Ai sensi dell'IFRS 5 i valori del 2010 sono stati riclassificati

Previsioni 2012

Il pieno successo della rinegoziazione dei contratti per l'acquisto di gas dalla Libia e dal Qatar rappresenterà circa la metà del margine operativo lordo 2012, che sarà in linea con il margine operativo lordo 2010, al netto del contributo delle attività di Edipower. A seguito della prevista cessione di Edipower e del contemporaneo riassetto della governance, Edison migliorerà sostanzialmente nel corso del 2012 il proprio profilo finanziario e conseguentemente la propria capacità di investimento e di sviluppo in Italia e all'estero.

EDISON E I MERCATI FINANZIARI

Grafico andamento della quotazione Edison anno 2011.



Quotazioni e altri indicatori per azione

	31 dicembre 2011	31 dicembre 2010
Edison Spa		
Quotazione di Borsa (valore unitario in euro) ⁽¹⁾ :		
- azioni ordinarie	0,7954	0,8660
- azioni di risparmio	0,7701	1,2365
Numero azioni (a fine periodo):		
- azioni ordinarie	5.181.108.251	5.181.108.251
- azioni di risparmio	110.592.420	110.592.420
Totale azioni	5.291.700.671	5.291.700.671
Gruppo Edison		
Utile (perdita) per azione:		
risultato di base azioni ordinarie ⁽²⁾	(0,1692)	0,0034
risultato di base azioni di risparmio ⁽²⁾	0,0500	0,0334
risultato diluito azioni ordinarie ⁽²⁾	(0,1692)	0,0034
risultato diluito azioni di risparmio ⁽²⁾	0,0500	0,0334
Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante per azione (in euro)	1,321	1,500
Prezzo / Utile per azione (P/E) ⁽³⁾	n.s.	254,38

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

⁽²⁾ Calcolato in base al principio IAS 33.

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

Altri indicatori finanziari

Rating

	Corrente	31 dicembre 2010
Standard & Poor's		
Rating M/L	BBB-	BBB
Outlook M/L termine	Credit Watch Negativo	Stabile
Rating B/T	A-3	A-2
Moody's		
Rating	Baa3	Baa3
Outlook M/L termine	On review for downgrade	Stabile

SCENARIO IN EVOLUZIONE. MERCATI E NORMATIVE



QUADRO ECONOMICO DI RIFERIMENTO

Il 2011 è stato un anno a due facce. Nei primi mesi dell'anno il protrarsi della ripresa economica ha alimentato la speranza che la grave crisi economica mondiale, innescata dall'esplosione della bolla immobiliare e finanziaria americana nell'autunno del 2008, fosse ormai alle spalle. Ma col proseguire dei mesi il 2011 si è rivelato viepiù problematico. In particolare per due fattori: il primo fattore è stato l'acuirsi nel vecchio continente della crisi dei debiti sovrani che si è estesa progressivamente dai paesi "periferici" anche a Spagna e Italia, lambendo persino la Francia; il secondo fattore è stato il rapido peggioramento del quadro congiunturale, in gran parte conseguente alle preoccupazioni sulle finanze pubbliche e sugli equilibri patrimoniali delle banche, con un netto ridimensionamento delle stime di crescita dei paesi europei e degli Stati Uniti. Questi ultimi presentano numerosi problemi economici interni, tra cui il forte incremento del debito pubblico che va a sommarsi al già elevato debito privato, un forte disavanzo commerciale e un mercato immobiliare che stenta tuttora a riprendersi.

Dal canto suo l'Area euro ha mostrato un'evidente incapacità nel fronteggiare con la necessaria decisione e rapidità la crisi dei debiti sovrani. Il Fondo Salva Stati stenta a decollare; la Germania continua ad opporsi all'idea degli Eurobond per stabilizzare i debiti e finanziare nuovi investimenti infrastrutturali; la crisi dei titoli di stato di molti paesi ha determinato un peggioramento degli attivi delle banche e i flussi di credito verso le imprese si sono nuovamente ridotti.

La debolezza dell'economia americana, unitamente alla perdita di vigore della ripresa europea, ha influenzato nel corso dell'anno anche la crescita di altri importanti paesi che negli ultimi anni avevano giocato il ruolo di locomotive dell'economia mondiale, in primis la Cina. Infatti, se nel primo trimestre dell'anno il prodotto interno lordo del gigante cinese sembrava cavalcare ancora l'onda della forte crescita del 2010, nei trimestri successivi Pechino ha visto materializzarsi un rallentamento della sua corsa. Fenomeno che è stato direttamente messo in relazione dal Fondo Monetario Internazionale proprio con l'andamento incerto dell'economia degli Stati Uniti e con l'aggravarsi del problema dei debiti sovrani di molti paesi europei. Non sono da dimenticare, inoltre, le ripercussioni sull'economia internazionale del devastante terremoto del Giappone e un'evidente frenata dell'economia indiana nella seconda parte dell'anno.

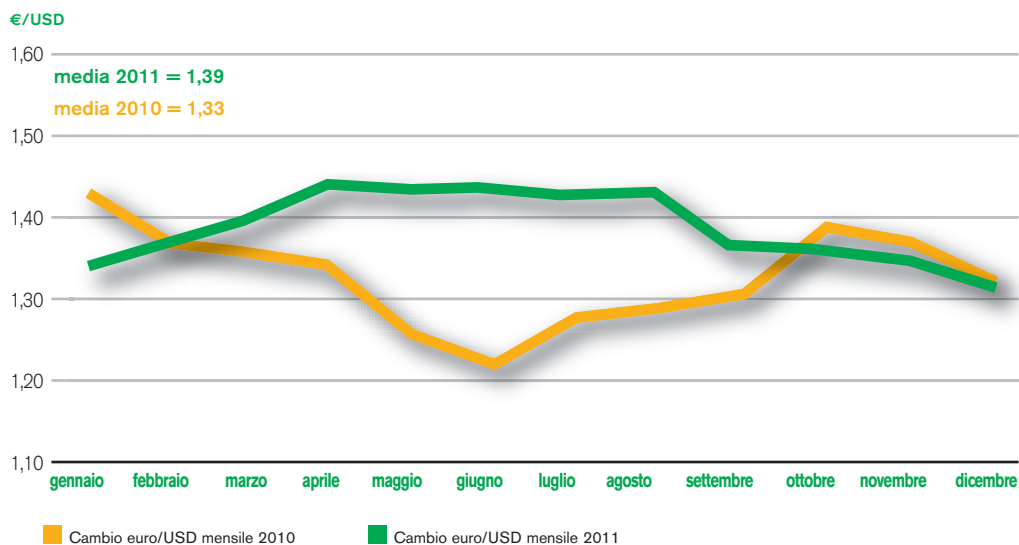
In generale, quindi, l'economia mondiale nel 2011 ha vistosamente rallentato, rendendo più probabile il rischio di una recessione nel 2012, soprattutto in Europa, dove nella seconda parte dell'anno si è già assistito ad una caduta generalizzata della produzione industriale che non ha risparmiato nemmeno le economie più dinamiche di Germania e Francia.

Il rallentamento dell'economia mondiale nel 2011 è stato accompagnato, e in parte influenzato, anche da altri aspetti di natura politico-sociale e politico-economica. Dal punto di vista politico-sociale ricordiamo soprattutto le rivolte nei paesi del Nord Africa che, partendo dalla Tunisia, hanno interessato diversi paesi nordafricani e hanno portato alla caduta di storici regimi, come quello di Gheddafi in Libia e di Mubarak in Egitto.

Nello scenario europeo l'Italia ha mantenuto dal 2008 in poi una politica di rigore nel controllo del debito, ma ciò non è bastato a convincere i mercati finanziari della solidità delle finanze italiane, soprattutto a causa di un debito pubblico elevato di lungo periodo e una certa instabilità politica che non ha permesso l'adozione di decisioni immediate e necessarie. L'acuirsi della crisi ha portato nell'autunno alla sostituzione del governo Berlusconi con il Governo Monti e al varo della manovra "Salva Italia", con uno sforzo finanziario rilevante per rassicurare i mercati e l'Unione Europea del cambio di passo del Paese. Ma lo *spread* tra i tassi di interesse dei Btp decennali italiani e i quelli dei corrispondenti Bund tedeschi ha continuato a mantenersi elevato, sopra la soglia dei 500 punti, che a fine anno ancora persiste. Il che si traduce in un incremento del costo medio del debito pubblico, un innalzamento del costo della raccolta bancaria, un aumento dei tassi pagati dalle imprese e dalle famiglie con conseguenti contraccolpi su progetti di investimento e acquisto di beni durevoli.

Per quanto riguarda l'andamento del tasso di cambio euro/dollaro il 2011 è stato caratterizzato da un generale apprezzamento della valuta europea che registra un valore medio annuo di 1,39 USD per euro, in aumento del 4,9% rispetto alla media annuale del 2010, pari a 1,33 USD per euro.

In particolare, l'euro ha continuato ad apprezzarsi fino al mese di aprile quando raggiunge il cambio medio di 1,44 USD per euro; da maggio ad agosto il cambio rimane all'interno della forchetta 1,43-1,44; da settembre inizia la sua discesa, in concomitanza con l'acuirsi della crisi di fiducia nell'Area euro a seguito del deteriorarsi delle condizioni di solvibilità di Grecia e in seguito di altri Paesi tra cui l'Italia, fino a toccare nel mese di dicembre il minimo dell'anno a 1,32 dollari per euro.



Sul fronte del mercato petrolifero i prezzi del petrolio, nel corso del 2011, dopo un iniziale periodo crescente nei primi tre mesi dell'anno ed il raggiungimento del valore massimo di 123,1 dollari al barile ad aprile, hanno evidenziato nei mesi successivi un *trend* in lieve discesa. A partire da maggio i prezzi del Brent hanno esibito moderate variazioni mensili nonostante un'alta volatilità giornaliera, passando dai 114,4 dollari al barile a 107,7 dollari al barile in dicembre. Il venir meno dei fattori di tensione che nella prima parte dell'anno avevano determinato l'aumento dei prezzi, tra cui la crisi politica in Libia ed Egitto e i relativi timori sull'approvvigionamento di petrolio sui mercati mondiali, ha contribuito a calmierare i prezzi del greggio. Successivamente il declassamento del debito USA e la crescente incertezza nel panorama macroeconomico mondiale a seguito della crisi nell'Area euro hanno limitato le oscillazioni al rialzo del petrolio, nonostante il permanere di una situazione di instabilità politica in area mediorientale.

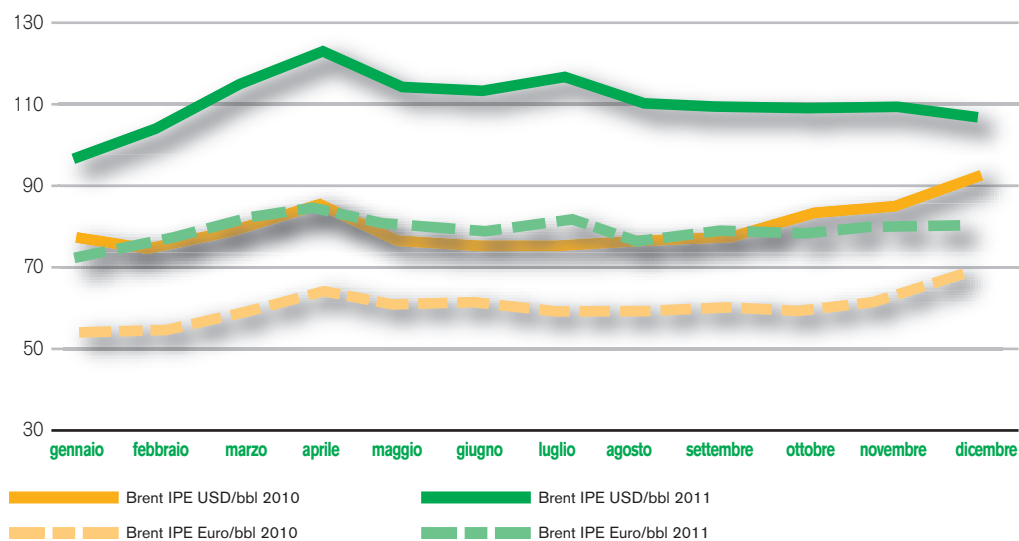
Rispetto al 2010 il prezzo del petrolio ha registrato un incremento del 38,1% a livello di media annua, portandosi ad una media di 110,8 dollari al barile, la più elevata mai registrata in termini nominali. Anche nel 2008, a fronte dei massimi storici di quasi 150 dollari al barile, la media annua era infatti rimasta sotto quota 100 dollari al barile.

Grazie all'apprezzamento della valuta europea rispetto a quella americana, il prezzo del petrolio in euro ha registrato un aumento più contenuto rispetto a quello in dollari portandosi a una media di 79,6 euro per barile, +31,6% rispetto alla media 2010.

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

	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Prezzo petrolio USD/bbl ⁽¹⁾	110,8	80,3	38,1%
Cambio USD/euro	1,39	1,33	(4,9%)
Prezzo petrolio euro/bbl	79,6	60,5	31,6%

(1) Brent IPE



Lo scenario macroeconomico ha visto un rincaro delle materie prime anche per quanto riguarda altre *commodity*. Infatti, il prezzo del carbone API2 ha registrato un aumento del 32% rispetto al 2010 raggiungendo il livello di 121,5 USD/t ed anche i prezzi gas europei hanno segnato aumenti considerevoli su base annua. Si veda a titolo di esempio il principale hub gas continentale, TTF, che ha fatto registrare un aumento del 30% dei prezzi sul 2010.

Rispetto a questo contesto fa eccezione il mercato dei crediti per emissioni CO₂ in cui, a causa del rallentamento delle economie europee unito ad una situazione di eccesso di crediti, si è osservato una discesa dei prezzi di circa l'8%.

ANDAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO ITALIANO

Bilancio di energia elettrica in Italia e scenario di riferimento

TWh	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Produzione netta:	289,2	290,7	(0,5%)
- Termoelettrica	217,4	221,0	(1,6%)
- Idroelettrica	47,7	53,8	(11,4%)
- Altre rinnovabili ⁽¹⁾	24,1	15,9	51,1%
Saldo netto import/export	45,6	44,2	3,3%
Consumo pompaggi	(2,5)	(4,4)	(43,5%)
Totale domanda	332,3	330,5	0,6%

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

(1) include produzione geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica.

La domanda lorda di energia elettrica in Italia nell'esercizio 2011 è stata pari a 332,3 TWh (TWh = miliardi di kWh), in crescita dello 0,6% rispetto all'esercizio precedente; in termini decalendarizzati (i.e. depurando il dato dagli effetti derivanti da variazioni della temperatura media e del numero di giornate lavorative) il valore risulta in crescita dello 0,7%. Questo incremento è stato in gran parte realizzato nei primi nove mesi dell'anno, mentre nell'ultimo trimestre la domanda è stata inferiore a quella dello stesso periodo del 2010 anche in relazione alla dinamica termica particolarmente mite nel periodo in questione.

Malgrado la crescita della domanda elettrica di 1,8 TWh, nel 2011 la produzione netta di energia elettrica si è ridotta di 1,5 TWh a seguito dell'incremento del saldo netto d'importazione di 1,4 TWh e della riduzione del consumo dei pompaggi di 1,9 TWh.

La produzione nazionale, al netto dei pompaggi, ha coperto l'86% della domanda, valore leggermente inferiore rispetto all'87% dell'esercizio 2010, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto il restante 14%. Le importazioni nette di energia elettrica, pari a 45,6 TWh, sono in crescita del 3,3% rispetto all'anno 2010; tale incremento è dato dal saldo dell'aumento di circa 1,4 TWh delle importazioni e della riduzione di circa 0,1 TWh delle esportazioni. In particolare si è verificato un incremento dell'import netto di 5,2 TWh da nord-ovest (frontiere Svizzera e Francia), una riduzione di 2,9 TWh da nord-est (frontiere Austria e Slovenia) e un calo di 0,8 TWh da sud (frontiera Grecia).

Nel 2011 la riduzione della produzione termoelettrica di 3,6 TWh (-1,6% verso il 2010) è da attribuirsi essenzialmente alla forte crescita di 8,2 TWh delle produzioni da altre fonti rinnovabili (+51,1%), alla riduzione di circa 6,1 TWh delle produzioni idroelettriche (-11,4%) e al calo della produzione nazionale netta di 1,5 TWh (-0,5%). In particolare, per quanto riguarda le principali fonti rinnovabili, oltre al già citato decremento delle produzioni idroelettriche, per la minor idraulicità rispetto al 2010, si segnala un incremento senza precedenti delle produzioni fotovoltaiche (+7,4 TWh; +394%) grazie al fortissimo sviluppo della potenza installata che nel corso del 2011 è più che triplicata attestandosi a circa 12,5 000/MW; anche le produzioni eoliche (+0,5 TWh; +5,7%) e geotermoelettriche (+0,3 TWh; +5,2%) risultano in costante crescita.

Con riferimento allo scenario prezzi, al 31 dicembre 2011 la quotazione media del PUN *TWA* (Prezzo Unico Nazionale *Time Weighted Average*), si è attestata ad un livello di 72,2 euro/MWh, registrando un incremento del 12,6% rispetto al 2010 (64,1 euro/MWh). L'analisi per gruppi di ore evidenzia, rispetto all'esercizio precedente, un aumento più marcato in ore *off-peak* (notturne e weekend; +16,1%) rispetto al periodo *peak* (infrasettimanale diurno; +8,0%).

Come evidenziato dal grafico sottostante, si nota un *trend* in crescita del livello del PUN determinato principalmente dall'aumento progressivo del prezzo gas che segue le quotazioni del petrolio. Infatti, come si può notare da un parallelo con il grafico della *Gas Release 2*, salvo alcune eccezioni determinate da dinamiche climatiche piuttosto che di calendario, il PUN sui due periodi ha un andamento molto simile a quello del gas indicizzato. In particolare a livello mensile l'impatto delle temperature ha portato ad un livello di prezzo minore rispetto al 2010 solo per luglio (che sconta un livello di temperature inferiore alla norma) mentre un livello significativamente più alto per settembre, caratterizzato da temperature superiori alla norma. Nel quarto trimestre 2011 il PUN medio si è stabilizzato, l'impatto sui prezzi dell'aumento del costo gas è bilanciato infatti dalla già citata diminuzione della domanda che ha caratterizzato gli ultimi mesi del 2011.

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



Bilancio di gas naturale in Italia e scenario di riferimento

Mld/mc	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Servizi e usi civili	30,5	33,8	(9,9%)
Usi industriali	17,9	17,6	1,6%
Usi termoelettrici	27,7	29,8	(7,1%)
Consumi e perdite di sistema	1,3	1,4	(6,0%)
Totale domanda	77,4	82,6	(6,4%)

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

La domanda di gas naturale in Italia nel 2011 ha fatto registrare un calo del 6,4% rispetto all'anno precedente, attestandosi a circa 77,4 miliardi di metri cubi, con una riduzione complessiva di circa 5,2 miliardi di metri cubi. Tale dinamica è da attribuirsi principalmente all'andamento degli usi civili, in riduzione di circa 3,3 miliardi di metri cubi (-9,9% verso il 2010), e degli usi termoelettrici, in riduzione di circa 2,1 miliardi di metri cubi (-7,1% verso l'anno precedente).

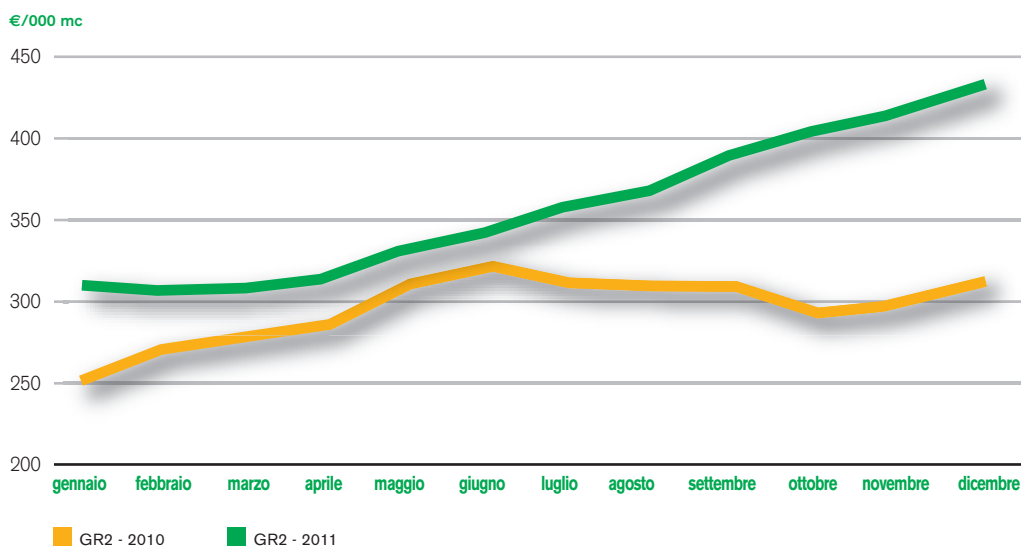
La diminuzione dei consumi nel settore civile è da imputare principalmente alla congiuntura climatica, che ha registrato temperature miti nei mesi invernali del 2011 rispetto alle basse temperature dell'inverno 2010. Il forte calo negli usi termoelettrici è imputabile al forte incremento delle produzioni elettriche da fonte rinnovabile, all'aumento delle produzioni a carbone e delle importazioni nette. La debole ripresa economica ha favorito l'incremento dei consumi nel settore industriale (+0,3 miliardi di metri cubi; +1,6% verso l'anno 2010) anche se i valori registrati risultano ancora lontani dai livelli del 2008.

Le fonti di approvvigionamento hanno registrato nel 2011:

- una produzione nazionale in leggero calo rispetto al valore del 2010 (-0,1 miliardi di metri cubi; -1,3% verso il 2010);
- importazioni di gas in forte riduzione (-4,9 miliardi di metri cubi; -6,5% verso l'anno 2010), in linea con il calo dei consumi;
- un saldo a stoccaggio in immissione per circa 0,9 miliardi di metri cubi su base annua per l'aumento della capacità di stoccaggio nazionale nel corso del 2011 e per la dinamica dei prezzi gas.

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 del livello del Brent in euro/bbl significativamente superiore a quello dello scorso anno che, dato il ritardo temporale con cui agisce ha posto le quotazioni a livelli distintamente maggiori.

Il confronto rispetto all'anno 2010 evidenzia quindi un tendenziale aumento della formula *Gas Release 2* su tutto il 2011 con un incremento pari al 21,0%.





Elpedison, la Joint Venture tra Edison e Hellenic Petroleum, inaugura nel corso del 2011 la nuova centrale a ciclo combinato da 420 MW a Thisvi in Grecia.

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. Il generale aumento dei prezzi delle *commodity* si riflette anche nella CCI con un aumento pari a circa il 19,8% rispetto all'anno precedente. La differente indicizzazione e la valenza trimestrale della formula CCI ha quindi comportato un aumento del differenziale tra le due formule, differenziale che, in uno scenario *commodity* in salita, è risultato in parte affetto dagli interventi dell'AEEG volti ad attenuare gli impatti dell'aumento del petrolio sul prezzo del mercato residenziale.

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

	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Gas Release 2 - euro/000 mc ⁽¹⁾	357,4	295,4	21,0%
CCI - euro/000 mc ⁽²⁾	323,6	270,0	19,8%

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

(2) CCI (Corrispettivo di Commercializzazione all'Ingresso) fissato dalla delibera 134/06 ed aggiornato in accordo alle delibere ARG/gas 192/08, 40/09, 64/09, 89/10 e 77/11. Il prezzo è espresso al confine.

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO

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

Energia elettrica

Produzione

Risoluzione anticipata Convenzioni CIP 6/92: ad agosto 2011 è stato pubblicato (G.U. 10 agosto 2011, n. 185) il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico che definisce i parametri e le modalità per la risoluzione anticipata delle Convenzioni CIP 6/92 degli impianti che utilizzano combustibili di processo (per Edison le centrali di Taranto e Piombino). Nello specifico, il provvedimento disciplina:

- il rimborso del Costo Evitato Impianto per le ore equivalenti di produzione previste fino a scadenza delle convenzioni;
- il rimborso degli oneri sostenuti per l'acquisto delle quote di emissione di gas serra (CO₂) non assegnate a titolo gratuito, fino al 2012.



Edison ha aderito volontariamente alla risoluzione anticipata della Convenzione CIP 6/92 relativa alla centrale di Taranto con efficacia 1° ottobre 2011.

A inizio 2012, Edison, ha altresì firmato con il GSE l'intesa per la risoluzione anticipata della convenzione CIP 6/92 relativa all'impianto CET3 di Piombino; la risoluzione sarà efficace dal 1° gennaio 2013.

Costo evitato combustibile (CEC): il Consiglio di Stato ha chiuso il contenzioso relativo alla delibera ARG/elt 154/08 (con cui l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas - AEEG - aveva definito il valore della componente CEC a partire dall'anno 2008), decretandone il definitivo annullamento. L'Autorità dovrà pertanto indicare una nuova modalità di definizione del CEC, ad oggi non ancora nota.

Concessioni idroelettriche: il 13 luglio 2011 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità della proroga quinquennale delle concessioni idroelettriche, e l'ulteriore proroga di sette anni, previste dalla legge 122/2010. Inoltre, la Regione Lombardia con legge n. 19/2010 ha previsto la possibilità, in luogo della proroga quinquennale della legge 122/2010, per le sole concessioni in scadenza entro il 31 dicembre 2015, di una prosecuzione temporanea, da parte del concessionario uscente, per un periodo non superiore a cinque anni. Tuttavia anche la normativa lombarda è stata a sua volta impugnata dal Governo per violazione delle competenze legislative statali e con sentenza n. 339/2011, pubblicata il 22 dicembre 2011, sono state abrogate le norme relative alle modalità di affidamento delle concessioni scadute. Ad oggi, pertanto, permane un vuoto normativo per quanto riguarda la gestione dei titoli scaduti nonché per i criteri e le modalità di gara. In questo senso, l'atteso decreto ministeriale in tema di requisiti di partecipazione alle gare costituirà un elemento di certezza per gli operatori anche in termini di pianificazione di futuri investimenti e partecipazione alle gare per il rinnovo delle concessioni.

Per quanto riguarda gli oneri a carico dei concessionari, si segnala che l'art. 43 del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, commi da 7 a 15, (i.e. "Salva Italia") convertito con legge 214/2011, è stata inserita una norma in materia di "Grandi dighe" finalizzata a migliorarne la sicurezza per mezzo della realizzazione di interventi di manutenzione delle dighe che hanno superato una vita utile di cinquanta anni. Il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti dovrà individuare le grandi dighe per le quali sia necessaria e urgente la rimozione dei sedimenti accumulatisi nei serbatoi. I concessionari potrebbero essere gravati da investimenti non trascurabili in una fase di grande incertezza e rischio regolatorio come quella sopra evidenziata.

Ambiente

Decreto Fonti Rinnovabili: nel marzo 2011 è stato pubblicato (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011) il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 recante "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso

dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE". Il nuovo meccanismo di incentivazione, che decorrerà dal 1° gennaio 2013, sarà applicato ad impianti nuovi, a quelli realizzati a seguito di integrale ricostruzione, ai ripotenziamenti (producibilità aggiuntiva), alle centrali ibride e ai rifacimenti parziali e totali. Si prevede un incentivo costante (*feed-in*) per tutta la durata della vita media utile convenzionale delle tipologie impiantistiche a decorrere dalla data di entrata in esercizio, in grado di garantire un'equa remunerazione dei costi d'investimento e di esercizio. Esso sarà attribuito tramite contratti di diritto privato fra il Gestore Servizi Energetici (GSE) e il soggetto responsabile dell'impianto (contratto definito dall'AEEG). Il decreto prevede che:

- agli impianti con una potenza da definire (comunque non inferiore a 5 MW), l'incentivo sarà diversificato per fonte e scaglioni di potenza e attribuito alla data di entrata in esercizio degli impianti;
- agli impianti, invece, con una potenza superiore alla soglia minima individuata, l'incentivo sarà assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE. Con decreti successivi saranno definite le modalità per l'attuazione dei sistemi di incentivazione e la relativa metodologia di espletamento delle aste.

Il decreto prevede inoltre l'incentivazione agli interventi di rifacimenti parziali e totali, per contingenti di potenza e nella misura, rispettivamente, del 25% e del 50% dell'incentivo spettante alla produzione di elettricità degli impianti nuovi. Per gli impianti a biomasse il valore dell'incentivo per i rifacimenti parziale e totale è pari, rispettivamente, all'80% e al 90% dell'incentivo spettante alla produzione di elettricità degli impianti nuovi (incentivo escluso per le opere di manutenzione ordinaria e per adeguamenti alle prescrizioni di legge). Conseguentemente è stato soppresso il comma 10 dell'art. 23 (rifacimenti in caso di possesso di IAFR). È prevista altresì la disciplina del periodo transitorio. Gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 continueranno ad essere incentivati con l'attuale sistema (certificati verdi e tariffa onnicomprensiva) fino al 2015. Nel regime di vigenza dei certificati verdi, la quota d'obbligo fino al 2012 assume i valori previsti dalla legge finanziaria 2008 (7,55%) per poi calare progressivamente fino ad azzerarsi al 2015. Per il periodo 2011 - 2015, il GSE ritira annualmente i certificati verdi in eccesso fino al 2015 ad un prezzo pari al 78% di (180 - PUN), mentre le tariffe fisse onnicomprensive e i fattori moltiplicativi rimangono costanti fino al 2015 e congelati al valore attuale, come pure rimane congelato il valore di riferimento di 180 euro/MWh per gli impianti entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2012. Il GSE ritira, altresì, i certificati verdi prodotti con impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento ad un prezzo pari al prezzo medio di mercato registrato nel 2010.

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

Il Ministero sta definendo la normativa di dettaglio e di attuazione che dovrebbe essere emanata nei primi mesi del 2012.

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

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

- innalzamento del target di potenza fotovoltaica installata al 2020 da 8 GW a 23 GW con previsione di spesa annua tra 6 - 7 miliardi di euro;
- introduzione della definizione di piccoli e grandi impianti: i) Piccoli impianti su edifici, potenza < 1 MW; ii) Piccoli impianti a terra, potenza < 200 kW in regime scambio sul posto; iii) Grandi impianti: tutti gli altri;
- definizione del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi come sommatoria dei prodotti della potenza di ciascun impianto per l'incentivo riconosciuto per la produzione annua effettiva (se disponibile), oppure per la producibilità stimata;
- introduzione di un *cap* di spesa annuo per il periodo tra il 1° giugno 2011 e il 31 dicembre 2012 solo per i grandi impianti con obiettivi indicativi di potenza;

- dal 2013 al 2016, il superamento dei costi indicativi di spesa non limita l'accesso alle tariffe incentivanti ma determina una riduzione delle tariffe del periodo immediatamente successivo;
- introduzione di un *cap* indicativo di spesa annuo per gli anni dal 2013 al 2016 per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative (titolo III) e per gli impianti fotovoltaici a concentrazione (titolo IV);
- per gli impianti fotovoltaici di cui al titolo III e IV negli anni dal 2013 in avanti il superamento dei limiti di spesa previsti in un determinato periodo comporta una riduzione delle tariffe del periodo immediatamente successivo. Con il nuovo meccanismo incentivante si prevede di raggiungere la *grid parity*, cioè la competitività della tecnologia, nel 2017.

Cogenerazione ad alto rendimento (CAR): con i decreti del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto e del 5 settembre 2011 (pubblicati sulla G.U. n. 218 del 19 settembre 2011) riguardanti il sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento, si dà attuazione al decreto legislativo n. 20/07 e alla legge 99/09 e si completa il recepimento nell'ordinamento italiano della Direttiva 2004/8/CE sulla cogenerazione ad alto rendimento.

Il nuovo regime definisce un incentivo fondato sul riconoscimento dei certificati bianchi agli impianti cogenerativi entrati in esercizio dal 1° gennaio 2011 che rispettano l'indice PES (*Primary Energy Saving*), commisurati al risparmio di energia primaria conseguito. Al valore base dei certificati bianchi è inoltre applicato un coefficiente (K), differenziato per cinque scaglioni di potenza, per tener conto dei diversi rendimenti medi degli impianti, maggiore per impianti di taglia più piccola, minore per quelli di più grande dimensione. Inoltre le nuove norme stabiliscono che gli impianti esistenti ed in esercizio fra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010 potranno essere considerati in assetto cogenerativo, e quindi usufruire dei certificati bianchi, se rispondenti agli indici (IRE e LT) previsti dalla delibera AEEG n. 42/02 e non all'indice PES.

Mercato all'ingrosso

Terzo pacchetto energia – impianti di pompaggio: a giugno 2011 è stato pubblicato (G.U. n. 148 del 28 giugno 2011) il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 recante "Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE". Per il mercato all'ingrosso è previsto il divieto per Terna di esercitare attività di produzione di energia elettrica e di gestire, anche temporaneamente, impianti di generazione; Terna può, invece, installare e gestire sistemi di accumulo basati su batterie. Nell'autunno 2011 Terna ha pubblicato un addendum al Piano Triennale di Sviluppo 2011-2013 relativo all'installazione di 130 MW di batterie e ha avviato un apposito bando di gara per l'approvvigionamento di tali dispositivi. Nel frattempo l'Autorità ha definito con delibera n. 34/11 le modalità di remunerazione dei sistemi di accumulo installati dal Gestore: sarà garantito un WACC incrementato solamente ai dispositivi inseriti in progetti pilota approvati da una commissione indipendente.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema (IESS): nel corso dell'anno 2011 il solo impianto Edipower di San Filippo del Mela è stato soggetto alla disciplina degli impianti essenziali, in particolare in ottemperanza agli impegni assunti con l'Antitrust per questo impianto è stata richiesta l'ammissione al reintegro costi, confermata dall'AEEG con la delibera ARG/elt 247/10 (del 28 dicembre 2010) limitatamente al solo anno 2011 per le unità connesse a 220 kV e fino a tutto il 2013 per le unità connesse a 150 kV.

Nel quarto trimestre 2011 sono stati resi noti da Terna gli impianti essenziali per l'anno 2012, oltre a San Filippo del Mela, sono stati inclusi anche le centrali ex CIP 6/92 di San Quirico, Porcari e Milazzo. Edison ha aderito alle modalità alternative per San Quirico (riserva a salire offerta su MSD a prezzi amministrati con versamento da parte di Terna di un premio), mentre ha scelto il regime ordinario (reintegro dei costi variabili nelle sole ore *must run*) per Porcari e Milazzo.

A dicembre 2011, infine, la Corte di Giustizia UE ha rilasciato il parere richiesto dal TAR Lombardia, attestando la compatibilità della disciplina degli impianti essenziali con le regole europee sulla concorrenza.

Riforma del mercato elettrico: a luglio 2011 l'Autorità ha pubblicato la delibera ARG/elt 98/11 relativa ai criteri per il nuovo meccanismo di remunerazione della capacità produttiva; è stato introdotto un sistema di aste i cui dettagli saranno predisposti da Terna nel corso dell'anno 2012 per entrare a regime indicativamente nel 2017. A novembre, infine, con la delibera ARG/elt 160/11 è stato avviato un procedimento per la revisione dei criteri di erogazione del servizio di dispacciamento, la cui conclusione è attesa per il primo semestre 2012.

Reti interne di utenza (RIU): il concetto di Rete interna di utenza (RIU) è stato definito dalla legge n. 99/09 che ha dato mandato all'AEEG di identificare i siti presenti sul territorio nazionale e di approntarne la relativa regolazione in termini di erogazione dei servizi di connessione, vendita, dispacciamento, trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Il gruppo Edison è interessato a diversi siti sia in qualità di proprietario della rete sia in qualità di produttore o fornitore di energia. La regolazione di dettaglio sulle RIU non è ancora stata emanata dall'AEEG: nel 2011 è stato pubblicato un primo documento di consultazione sul tema e il provvedimento finale è atteso per i primi mesi del 2012. A luglio 2011, infine, con la delibera VIS 82/11 l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva sul polo chimico di Terni, confermando il diritto di Edison Energia Spa al rimborso degli oneri generali di sistema e dei corrispettivi tariffari pagati in eccesso negli anni 2005 - 2009.

Connessione alla rete elettrica – nuovo sistema di garanzie: a fine 2011 l'Autorità con la delibera ARG/elt 187/11 ha rivisto il sistema di garanzie per la prenotazione della capacità di rete per la connessione di nuovi impianti di produzione in aree critiche: il nuovo sistema supera le criticità che caratterizzavano il precedente meccanismo introdotto con la delibera ARG/elt 125/10 e impugnato al TAR da diversi operatori.

Mercato retail

Morosità: l'Autorità, al fine di favorire lo sviluppo della vendita al dettaglio del gas, ha pubblicato il Testo Integrato della Morosità Gas (TIMG) allegato alla delibera ARG/gas 99/11 con cui intende completare la disciplina della morosità gas, l'assetto dei servizi di tutela e la regolazione sulla responsabilità dei prelievi. Il TIMG, che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2012, disciplina in dettaglio le casistiche relative alla morosità che riguardano la messa in mora di un cliente insolvente e gli interventi di sospensione della fornitura, lo *switching* con riserva e le modalità di cessazione amministrativa con conseguente servizio di *default*.

Nello specifico, lo *switching* con riserva consente il ritiro della richiesta di cambio fornitore nel caso in cui il punto di riconsegna risulti sospeso per morosità, mentre la cessazione amministrativa con conseguente servizio di *default*, interviene qualora un venditore estingua la propria responsabilità relativa ai prelievi effettuati da un cliente presso un punto di riconsegna a seguito della risoluzione di un contratto, da parte del venditore stesso, per cui era stato richiesto l'accesso per sostituzione/attivazione della fornitura.

Nell'ottica di un graduale allineamento di tale disciplina in entrambi i settori, la delibera riporta modifiche e integrazioni all'analogo provvedimento nel settore elettrico. A seguito di impugnativa presentata da alcuni operatori in merito al servizio di *default* gas, il tribunale amministrativo ha sospeso fino a fissazione dell'udienza di merito, l'applicazione del Testo Integrato della Morosità Gas (TIMG). Il 30 dicembre 2011, con delibera ARG/gas 207/11, l'Autorità ha prorogato al 1° maggio 2012 l'entrata in vigore della disciplina del servizio di *default* e le ulteriori disposizioni in materia di cessazione amministrativa e risoluzione del contratto di distribuzione che presuppongono l'attivazione del servizio di *default* descritte nel TIMG.

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

Edison ha presentato ricorso alla delibera ARG/elt 219/10 (Disposizioni per il funzionamento del Sistema Indennitario) presso il TAR Lombardia in data 7 febbraio 2011. In sede di prima udienza, avvenuta il 16 marzo 2011, Edison ha rinunciato all'istanza di sospensione richiedendo una fissazione a breve termine dell'udienza di merito che si terrà in data 12 aprile 2012. In ogni caso a seguito di confronto con l'Autorità, Edison è in attesa della pubblicazione di una delibera che mitighi gli effetti segnalati come negativi del Sistema Indennitario, prima della suddetta udienza di merito.

Trasparenza contrattuale: visto il sostanziale aumento sul mercato libero delle offerte di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, l'AEEG con delibera ARG/elt 104/11 ha disciplinato le condizioni per promuovere la trasparenza di tali contratti di vendita ai clienti finali.

In sostanza l'Autorità, considerando come offerte di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili le sole offerte la cui energia venduta come "verde" è comprovata da garanzie di origine (certificati che provano la produzione da fonti rinnovabili previsti dalla Direttiva 2009/28/CE), intende garantire una tutela al consumatore facendo in modo che la stessa energia prodotta da fonti rinnovabili non venga inclusa in più contratti di vendita. Il provvedimento ha introdotto obblighi contrattuali e tempistiche stringenti per quanto concerne i contratti stipulati dal 1° ottobre 2011 e l'energia elettrica venduta a partire dal 1° gennaio 2012. Le società di vendita sono passibili di sanzioni qualora queste previsioni non vengano rispettate e sia venduta più energia "verde" di quanta certificata.

Codice di Condotta Commerciale: in merito alla nuova disciplina relativa al Codice di Condotta Commerciale per l'energia elettrica e il gas (delibera ARG/Com 104/10 e sue successive modifiche e integrazioni) contro la quale Edison e altri maggiori operatori e loro associazioni avevano a suo tempo presentato ricorso al TAR Lombardia, il 26 maggio u.s. è stata discussa la richiesta di sospensione cautelare i cui esiti sono stati resi noti ai primi di agosto. Dei temi contestati il giudice ne ha accolto uno solo, per questo motivo il 13 dicembre 2011 Edison ha presentato ricorso presso il Consiglio di Stato.

Allineamento anagrafiche: nell'ottica di favorire un corretto avvio del Sistema Informativo Integrato (SII), AEEG ha predisposto con la delibera ARG/com 146/11 l'allineamento delle anagrafiche tra distributori e venditori. Il provvedimento, ritenuto utile anche degli operatori al fine di una corretta implementazione del SII, comporta tuttavia smisurati sforzi operativi ed economici e presenta alcuni dubbi interpretativi. Gli operatori tramite le proprie associazioni hanno richiesto e ottenuto presso AEEG la momentanea sospensione del provvedimento. A seguito di un incontro tecnico tra gli operatori e l'Autorità, quest'ultima ha annunciato la pubblicazione di un documento, che verrà sottoposto alle società di vendita e distribuzione per eventuali osservazioni, necessario ai fini della pubblicazione della delibera definitiva che dovrebbe avvenire entro la fine del mese di febbraio 2012.

Monitoraggio dei mercati: a seguito di una fase consultiva durata circa un anno AEEG ha pubblicato il Testo Integrato del Monitoraggio Retail (TIMR – allegato alla delibera ARG/com 151/11) che prevede il monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas. Le disposizioni introdotte mirano a monitorare con regolarità ed in modo sistematico il funzionamento della vendita di energia elettrica e di gas alle famiglie ed ai clienti di piccole dimensioni, il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione e di soddisfazione dei clienti finali. I dati necessari saranno periodicamente comunicati dalle imprese di vendita e di distribuzione con più di 50.000 punti di fornitura. Le informazioni raccolte con il sistema di monitoraggio retail saranno oggetto di un Rapporto Annuale dell'Autorità.

Pratiche commerciali scorrette: con la delibera VIS 76/11 l'Autorità ha avviato un'attività di ricognizione volta ad acquisire informazioni e argomentazioni sulla problematica dei contratti di fornitura di energia elettrica o gas non richiesti dai consumatori, in sostanza si tratta di acquisizioni di clienti da parte delle aziende di vendita senza che questi ne abbiano fatto esplicita richiesta.

In tale processo di ricognizione l'Autorità ha ritenuto opportuno convocare le singole società di vendita, per analizzare congiuntamente, in un'audizione di tre quarti d'ora per operatore, la posizione del venditore sia in merito alla quantità di pratiche scorrette rilevate, sia in merito alle soluzioni adottate per prevenire tali casistiche.

Edison ha illustrato la propria prassi di gestione di tali pratiche e come da richiesta dell'Autorità ha presentato le proprie proposte di soluzione. L'Autorità ha recentemente avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di contratti e attivazioni non richiesti di forniture di elettricità e o di gas naturale. A tale fine è stato pubblicato il DCO 46/11 recante "Misure preventive e ripristinatorie relative a contratti ed attivazioni non richiesti di forniture di energia elettrica e o gas naturale". Edison ha condiviso le proposte del DCO 46/11 che di fatto ricalcano il suo modus operandi.

Graduatoria reclami: come stabilito dalle direttive Europee 2009/72/CE e 2009/73/CE l'Autorità ha il compito di vigilare il mercato affinché questo raggiunga un buon livello di competizione. L'attività di verifica dell'Autorità si svolge nei confronti dell'operato delle società di vendita anche attraverso il monitoraggio del numero dei reclami ricevuti dai clienti, pertanto, a inizio anno l'Autorità ha avviato un procedimento consultivo volto ad individuare i parametri da utilizzare per la pubblicazione comparativa delle *performance* di risposta ai reclami da parte dei venditori. Durante il processo consultivo gli esercenti la vendita e le associazioni dei consumatori hanno individuato numerose criticità nella stesura della classifica, così come disegnata dall'Autorità, poiché non si è ritenuto che tale graduatoria fosse definita in modo da garantire la corretta rappresentazione delle *performance* degli operatori. L'Autorità ha, dunque, avviato un gruppo di lavoro congiunto tra associazioni di imprese e associazioni dei consumatori con lo scopo di individuare la soluzione ottimale che permetta ai clienti di consultare con facilità e chiarezza una graduatoria quanto più corrispondente alla realtà. Edison partecipa al gruppo di lavoro tramite Federestrattiva (attualmente i lavori sono fermi, si prevede la ripartenza nei primi mesi del 2012).

Standard di qualità commerciale: con il provvedimento ARG/com 147/10 sono stati introdotti a partire dal 1° luglio 2011 due nuovi standard di qualità commerciale per i venditori:

- generale, consistente nella fissazione di un appuntamento con il cliente entro 1 giorno lavorativo dalla richiesta dello stesso;
- specifico (riferito alla singola prestazione da garantire al cliente e legato alla corresponsione di indennizzi), consistente nell'inoltro al distributore della richiesta di prestazione del cliente finale entro due giorni lavorativi dal ricevimento della richiesta stessa. L'indennizzo automatico è da riconoscere al cliente in caso di uno o più giorni di ritardo.

Le oggettive difficoltà di comunicazione tra distributore e venditore rendono difficoltoso il rispetto degli standard sopra riportati. A seguito dell'impugnativa della delibera al TAR Lombardia da parte di diversi operatori tra cui Edison, l'Autorità ha deciso di differire di un anno (1 luglio 2012) l'entrata in vigore del solo standard specifico mentre è vigente l'obbligo di fissazione dell'appuntamento entro un giorno lavorativo.

In attesa del pronunciamento del giudice, gli operatori stanno predisponendo una comunicazione all'Autorità in cui vengono segnalati alcuni dubbi interpretativi in merito ad entrambi gli standard che richiedono uno slittamento dei termini o una sospensione dell'attuale applicazione fino al 31 dicembre 2012.

Tariffe: la disciplina connessa con la definizione delle tariffe tutelate elettriche e gas sarà oggetto di aggiornamenti e revisioni da parte del regolatore con particolare riferimento alla componente tariffaria Prezzo Commercializzazione e Vendita di energia elettrica (PCV) e alla componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio di gas naturale (QVD), finalizzate alla copertura dei costi di commercializzazione di vendita al dettaglio, e la componente CCI per il gas finalizzata alla copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione all'ingrosso. Con riferimento alla QVD l'Autorità ha emanato a fine anno la delibera ARG/gas 200/11 con la quale ha aggiornato la componente QVD a partire dal 1° gennaio 2012 e per la durata di due anni prevedendo valori diversi per i clienti domestici rispetto ai clienti non domestici. Analoga consultazione vi sarà anche per l'aggiornamento della componente PCV. Infine, riguardo alla componente CCI l'Autorità ha emanato un documento di consultazione (DCO 47/11) con il quale intende rivedere le modalità di calcolo e di aggiornamento di tale componente a partire dal 1° ottobre 2012, alla luce dell'entrata in funzione del mercato del bilanciamento avvenuta il 1° dicembre 2011.

Idrocarburi

Tariffe e mercato

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

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

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

Infrastrutture

Distribuzione gas: con la firma del 15 novembre 2011 da parte dei Ministri competenti del decreto per la definizione dei criteri per la partecipazione alle gare e per la valutazione delle offerte nel settore della distribuzione del gas naturale, cosiddetto Regolamento, è stata completata l'attesa riforma che disciplinerà la concorrenza nel settore per i prossimi 10-15 anni. Il modello organizzativo del settore, le cui basi erano state già poste con il decreto legislativo n. 164/00, ha trovato un assetto definitivo con il decreto legislativo del 1° giugno 2011 n. 93 di attuazione del cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia", che prevede che l'affidamento del servizio debba essere effettuato dai Comuni esclusivamente in forma "associata" per Ambito Territoriale Minimo (ATEM) e con gara unica, facendo salve le gare avviate con le vecchie regole fino alla pubblicazione del decreto stesso.

Il numero di ATEM per lo svolgimento delle gare nel settore della distribuzione del gas è stato definito nel decreto interministeriale 11 gennaio 2011, che ha individuato 177 ambiti; a questo decreto è seguito, il connesso decreto contenente i relativi comuni di appartenenza, del 18 ottobre 2011, mentre un altro decreto, del 21 aprile 2011, ha disciplinato le modalità per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni (cosiddetto Decreto sulla clausola sociale). Sono invece ancora da definire le date a partire dalle quali andranno a gara, con la nuova procedura, i vari ATEM. Un allegato al predetto Regolamento dovrà, infatti, stabilirne la tempistica secondo un sistema di scaglioni in base alla media ponderata di scadenza per legge delle concessioni in vigore nei comuni appartenenti a ciascun ATEM.

Stoccaggio Gas: il decreto legislativo n. 93/2011 introduce importanti novità anche in materia di stoccaggio strategico e di stoccaggio di modulazione. Relativamente allo stoccaggio strategico, questo è posto a carico non più solo dei soggetti importatori di gas naturale da paesi non appartenenti all'Unione Europea ma di tutti i soggetti importatori.

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



Edison si aggiudica 3 nuove licenze di esplorazione di idrocarburi nella piattaforma continentale norvegese. I nuovi contratti segnano il riconoscimento di Edison nel ruolo di operatore in Norvegia.

In tema di stoccaggio di modulazione, è stata modificata la platea di clienti finali (cosiddetti “clienti vulnerabili”) i cui consumi determinano la quota della capacità di stoccaggio di modulazione da assegnare in via prioritaria (con criterio pro-quota) alle società che assicurano la fornitura dei suddetti consumi. La categoria dei clienti vulnerabili, infatti, a decorrere dal 1° ottobre 2011, comprenderà oltre ai clienti domestici anche le utenze relative ad attività di servizio pubblico, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche o private che svolgono un’attività riconosciuta di assistenza, ma non includerà più i clienti civili e non civili con consumo non superiore a 200.000 metri cubi annui bensì quelli con consumi fino a 50.000 metri cubi annui. La restante quota di capacità di stoccaggio di modulazione sarà conferita alle società grossiste attraverso procedure concorsuali definite dall’AEEG. Il decreto, a differenza di quanto riportato negli schemi circolati durante l’iter di approvazione del provvedimento, conferma l’applicazione di un regime regolato per i servizi di stoccaggio.

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

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

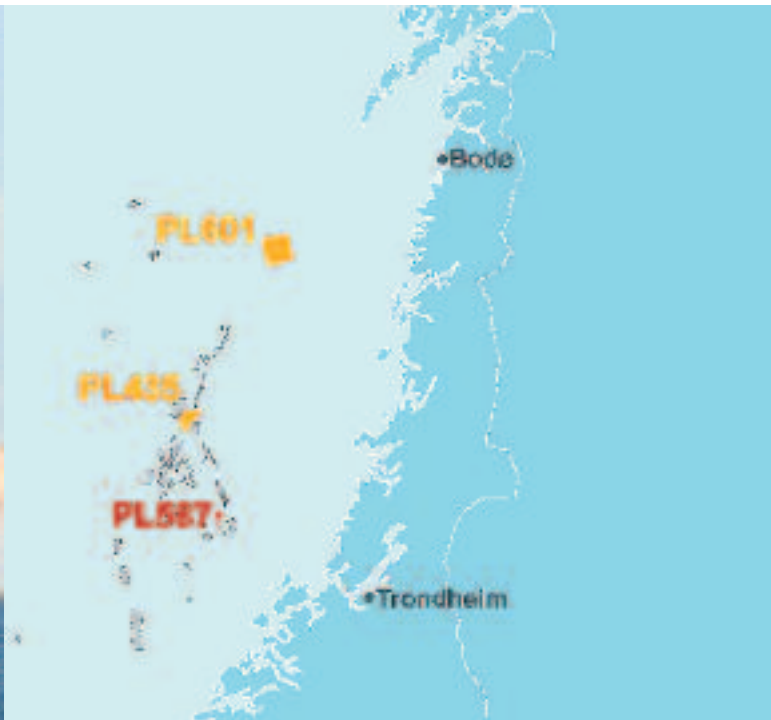
- conformare Edison Stoccaggio - Ramo Trasporto al modello del Gestore indipendente del sistema di trasporto (ITO), mantenendo proprietà e gestione dell’infrastruttura di trasporto;
- designare un Gestore di sistema indipendente (ISO), anche eventualmente l’impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas),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

Il modello ITO prevede inoltre l’obbligo di ottenere una certificazione in qualità di gestore indipendente del sistema di trasporto del gas naturale.

Sul finire del 2011 Edison Stoccaggio - Ramo Trasporto ha comunicato all’AEEG la scelta del modello ITO ed ha conseguentemente trasmesso alla stessa la documentazione richiesta ai fini dell’avvio della relativa procedura di certificazione.

Tematiche trasversali

Nucleare: il Referendum popolare che si è tenuto a giugno del 2011 ha sancito l’abrogazione delle disposizioni in materia di nuove centrali per la produzione di energia nucleare (decreto legge 31 marzo 2011 n. 34, commi 1-8 dell’articolo 5). Inoltre il decreto legge “Salva Italia”, convertito con legge 22



dicembre 2011 n. 214 recante: «Disposizioni urgenti per la crescita, l'equità e il consolidamento dei conti pubblici», sancisce la soppressione dell'Agenzia per la sicurezza nucleare, le cui funzioni verranno incorporate dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Viene però affidato, in via transitoria, all'ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) il compito di gestire le funzioni della soppressa Agenzia per la sicurezza nucleare fino all'adozione di un decreto attraverso il quale saranno trasferite le risorse strumentali e finanziarie dell'ente soppresso.

Addizionale IRES (Robin Hood Tax): a settembre 2011 è stata pubblicata (G.U. 16 settembre 2011, n. 216) la legge n. 148 del 14 settembre 2011 (conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138) recante ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo. Tale legge introduce nuove norme sull'aliquota addizionale IRES prevista dall'art. 81, commi 16-18, del decreto legge n. 112/2008.

In particolare la citata legge prevede:

- un innalzamento dell'aliquota dal 6,5% al 10,5% per gli anni d'imposta dal 2011 al 2013;
- un'estensione dell'addizionale ai soggetti che svolgono attività regolate sia nel settore elettrico che in quello del gas (trasmissione, dispacciamento e distribuzione) e ai soggetti che producono elettricità da biomasse, fonte solare fotovoltaica o eolica;
- riduzione della soglia di fatturato da 25 a 10 milioni di euro e introduzione di una soglia minima di imponibile di un milione di euro per l'applicabilità dell'addizionale.

Politiche energetiche europee

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

- **Aste ETS per il 2013 – 2020:** a partire dal 2013 i titoli di emissione per la fase III dell'*EU ETS* per il settore termoelettrico non saranno più allocati con i Piani Nazionali di Allocazione ma tramite asta a titolo oneroso. L'organizzazione delle aste e del mercato avverrà secondo criteri armonizzati a livello UE stabiliti in un Regolamento attuativo della nuova Direttiva *ETS*. La Commissione ha annunciato un anticipo della vendita ad asta dei permessi *EUA* per 120 milioni di tonnellate di CO₂ già nel 2012, ha anche annunciato che 1,4 miliardi di tonnellate equivalenti in permessi di emissione saranno decurtati dal montante delle quote ad asta per mitigare l'effetto della crisi economica (calo delle emissioni) e del lungo di mercato della fase II. Questo dovrebbe contribuire all'efficacia dello schema nel trasferire segnali di prezzo al mercato per gli investimenti in misure di de-carbonizzazione.
- **Registri ETS:** il 17 giugno 2011 i rappresentanti dei Governi UE hanno approvato il Regolamento

UE che introduce ulteriori misure di sicurezza a tutela del funzionamento dei registri *ETS* a seguito degli attacchi informatici e la chiusura forzata dei medesimi nel gennaio 2011. Anche a fronte della possibilità di ricorrere a *trusted accounts* e delle misure per proteggere gli operatori in caso di furto delle credenziali di accesso, restano nel Regolamento le disposizioni per mantenere l'anonimato dei numeri seriali dei titoli acquistati. Tale misura espone a rischio i crediti da restituire a *compliance* nella misura in cui la lista degli *EUA* fraudolenti può essere aggiornata in qualunque momento, rendendo possibilmente inutilizzabili crediti acquistati sul mercato "in buona fede".

- **Mercato dei *Clean Development Mechanism (CDM)*:** è stata adottata dai Governi dell'UE, su proposta della Commissione, la Decisione Europea che mette al bando i crediti (CER) generati da progetti *CDM* sui gas industriali (HFC-23 and N₂O) a partire dal 1° maggio 2013. Inoltre nel corso del Consiglio Ambiente del 21 giugno 16 governi UE (Germania, UK, Francia, Austria, Belgio, Estonia, Grecia, Svezia, Slovenia, Repubblica Ceca, Malta, Bulgaria, Lettonia, Lussemburgo e Slovacchia ma non l'Italia) hanno sottoscritto la dichiarazione del Governo Danese per cui, anche nel quadro dell'*Effort Sharing*, non utilizzeranno crediti HFC nel terzo periodo dell'*ETS*.

Regolazione Europea

Framework Guidelines ACER (Agenzia per la cooperazione dei regolatori europei):

Codice di rete sulle connessioni alla rete elettrica: il 20 luglio 2011, con decisione 1/2011, l'*ACER*, ha adottato la versione definitiva delle *Framework Guidelines* in tema di *Electricity Grid Connection*. A seguito della pubblicazione delle linee guida la Commissione Europea, il 29 luglio 2011, ha inviato all'Associazione degli Operatori delle Reti Elettriche Europee (ENTSO-E) la richiesta ufficiale di redigere il Codice di Rete europeo relativo entro 8 mesi, la bozza del codice di rete europeo verrà pubblicata per consultazione a fine gennaio 2012. Le linee guida prevedono la definizione di standard e requisiti minimi per le connessioni alla rete elettrica che riguardano:

- *standard* e requisiti minimi applicabili alle connessioni alla rete di trasmissione elettrica di tutti gli utenti della rete rilevanti (unità di generazione e di consumo e DSOs);
- procedure e requisiti per il coordinamento nello scambio di informazioni tra le parti coinvolte (TSOs, DSOs, unità di generazione e di consumo rilevanti).

L'armonizzazione delle regole di connessione alla rete elettrica è stata individuata quale misura fondamentale ai fini dell'armonizzazione a livello europeo della normativa tecnica relativa al mercato elettrico. Una volta che il Codice di Rete sarà entrato in vigore, gli operatori dei sistemi di trasmissione nazionali dovranno infatti modificare conformemente i propri codici nazionali.

Codice di rete su allocazione della capacità e gestione delle congestioni sulla rete elettrica: il 29 luglio 2011, l'*ACER* ha adottato la versione definitiva delle *Framework Guidelines* su *Capacity Allocation and Congestion Management* per la rete elettrica. A seguito della pubblicazione delle linee guida la Commissione Europea ha inviato ad ENTSO-E (19 settembre 2011) la richiesta ufficiale di redigere il Codice di Rete europeo entro 12 mesi. Le linee guida pubblicate da *ACER*, che riflettono *Target Model* per il mercato elettrico definito a livello europeo, coprono le seguenti aree: calcolo della capacità e definizione delle zone di mercato, allocazione della capacità nel mercato a termine (*forward*), allocazione della capacità nei mercati del giorno prima (*day-ahead*), allocazione della capacità nel mercato infragiornaliero (*intra-day*), norme relative alla continuità dei prodotti di capacità ed alle compensazioni in caso di interruzione della capacità.

La definizione di regole comuni per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni sulle interconnessioni transfrontaliere è considerata una tappa fondamentale per l'integrazione del mercato interno dell'energia elettrica. Una volta che il Codice di Rete sarà entrato in vigore, gli operatori dei sistemi di trasmissione nazionali dovranno infatti modificare conformemente i propri codici nazionali.

Codice di rete sulla gestione del sistema elettrico (*System Operation*): il 2 dicembre 2011, l'*ACER* ha adottato la versione definitiva delle *Framework Guidelines* in tema di *Electricity System Operation*. Le linee guida includono tutti quegli aspetti afferenti alla gestione della rete elettrica nell'ambito delle aree sincrone con particolare riferimento alle interconnessioni e all'interoperabilità tra le reti europee interconnesse.

L'obiettivo di queste *Framework Guidelines* e del conseguente codice di rete europeo è quindi quello di un'armonizzazione dei requisiti di sicurezza della rete, di una definizione e armonizzazione del ruolo dei operatori dei sistemi di trasmissione nella gestione del sistema e di garanzia di un adeguato scambio dei dati. I requisiti che saranno definiti dal codice di rete saranno applicati agli operatori dei sistemi di trasmissione ed agli utenti della rete rilevanti.

Codice di rete sull'allocazione della capacità di trasporto gas: con decisione 3/2011, l'*ACER* ha adottato la versione definitiva delle *Framework Guidelines* sull'allocazione della capacità di trasporto alle interconnessioni europee e l'Associazione dei Trasportatori di Gas Europei (ENTSOG) ha avviato il processo di predisposizione del relativo Codice di Rete Europeo, che dovrà essere sottoposto ad *ACER* e alla Commissione Europea per l'approvazione entro il 9 marzo 2012. Tra le principali novità delle *Framework Guidelines* vi sono l'obbligo di allocare l'intera capacità di trasporto esistente mediante asta e in forma di prodotti *bundled* (ovvero, offerta congiunta come unico prodotto, a ciascun punto di interconnessione, della capacità in *exit* e *entry*), nonché di offrire almeno il 10% di capacità su base *short term*. Le nuove regole, una volta applicate, porteranno a un cambiamento di rilievo nella gestione della capacità di trasporto europea, in particolare nel sistema italiano, dove la capacità transfrontaliera è allocata su base pro-rata e attribuendo precedenza ai titolari di contratti di fornitura gas di lungo periodo.

Codice di rete sul bilanciamento gas: il 18 ottobre 2011, *ACER* ha adottato le *Framework Guidelines* definitive sul bilanciamento nei sistemi di trasporto gas ed ENTSOG ha immediatamente iniziato la predisposizione del relativo Codice di Rete Europeo, da sottoporre ad approvazione di *ACER* e della Commissione Europea entro il 5 novembre 2012, insieme ad uno studio sugli impatti derivanti dall'implementazione delle misure proposte sui sistemi gas europei. Le *Framework Guidelines* prevedono che ogni Paese introduca un meccanismo di bilanciamento a mercato su base giornaliera, in cui sia attribuita agli *shipper* la responsabilità principale di mantenere il sistema gas bilanciato, tramite azioni di acquisto/vendita da compiersi, a tendere, sul mercato all'ingrosso del gas (mentre transitoriamente, è permessa l'esistenza di specifiche piattaforme di bilanciamento).

Regolamento dell'Unione Europea REMIT – nuove regole per l'*insider trading* e l'abuso di mercato: il nuovo Regolamento della Commissione Europea n. 1227/2011 (REMIT), pubblicato l'8 dicembre 2011, introduce nuove disposizioni in tema di trasparenza ed integrità dei mercati energetici all'ingrosso a partire dal 28 dicembre 2011. Il Regolamento sancisce il divieto di ricorso a informazioni privilegiate (*insider trading*) e di manipolazione di mercato; sono inoltre introdotti, per gli operatori di mercato, nuovi obblighi di comunicazione dei dati relativi alle transazioni.

L'implementazione del Regolamento spetta alle Autorità di regolamentazione nazionali, dotate anche di poteri sanzionatori, con l'*ACER* preposta al loro coordinamento con poteri di monitoraggio e reportistica. Sono in fase di definizione orientamenti non vincolanti da parte dei Regolatori Europei in particolare rispetto alla definizione di "informazione privilegiata" e rispetto al divieto di manipolazione di mercato.

**UN ANNO IN SINTESI.
ANDAMENTO
DEI SETTORI**



ENERGIA ELETTRICA

Dati quantitativi

Fonti

GWh (*)	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Produzione Italia:	33.163	41.824	(20,7%)
- produzione termoelettrica	27.146	35.361	(23,2%)
- produzione idroelettrica	5.307	5.734	(7,4%)
- produzione eolica e altre rinnovabili	710	729	(2,7%)
Altri acquisti ⁽¹⁾	38.990	30.070	29,7%
Totale fonti Italia	72.153	71.894	0,4%
Produzione estero	2.172	943	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

GWh (*)	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Dedicata CIP 6/92	4.738	10.733	(55,9%)
Clienti captive e altro	3.321	3.641	(8,8%)
Mercato libero:	64.094	57.520	11,4%
Clienti finali ⁽¹⁾	23.522	27.276	(13,8%)
IPEX e mandati	2.807	1.327	n.s.
Grossisti e portafoglio industriale	28.204	15.422	82,9%
Altre vendite ⁽²⁾	9.561	13.495	(29,2%)
Totale impieghi Italia	72.153	71.894	0,4%
Vendite produzione estero	2.172	943	n.s.

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

(1) Al lordo delle perdite.

(2) Escluso portafoglio di trading.

Dati economici

(in milioni di euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2011 ⁽¹⁾	Esercizio 2010	Esercizio 2010 ⁽¹⁾	Variazione %
Ricavi di vendita	7.437	8.153	6.528	7.289	13,9%
Margine operativo lordo reported	509	625	950	1.055	(46,4%)
Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	702	818	1.025	1.130	(31,5%)
Investimenti in immobilizzazioni	168	189	193	242	(13,0%)
- Dipendenti (numero) ⁽²⁾	1.275		1.830		(30,3%)

(1) Vedi nota pagina 20.

(2) Valori di fine periodo.

(*) Edipower consolidata proporzionalmente al 50% linea per linea

Produzioni ed Approvvigionamenti

Le produzioni del Gruppo in Italia si attestano a 33.163 GWh, in diminuzione del 20,7% rispetto al 2010, evidenziando una flessione della produzione termoelettrica (-23,2%), una diminuzione della produzione idroelettrica (-7,4%) in linea con la dinamica nazionale e una produzione eolica e altre rinnovabili in lieve calo (-2,7%). Per queste ultime l'andamento è la risultante della minor ventosità del

periodo parzialmente compensata dal contributo del parco eolico San Francesco, acquisito nel luglio 2010, dalla marcia a pieno regime del parco eolico di Mistretta, dalla nuova capacità garantita dall'entrata in esercizio, negli ultimi mesi dell'anno, dei parchi eolici di Foiano e San Giorgio, e dagli investimenti effettuati nel settore fotovoltaico.

Gli altri acquisti ad integrazione del portafoglio fonti sono aumentati del 29,7% rispetto all'anno precedente; 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.

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

Vendite ed Attività commerciali

Nell'esercizio 2011 le vendite di energia elettrica sono risultate pari a 72.153 GWh, in aumento dello 0,4% rispetto all'anno precedente (71.894 GWh); il segmento CIP 6/92 registra una pesante riduzione (-55,9%) a seguito sia della risoluzione anticipata che della scadenza contrattuale di alcune convenzioni. Le vendite *captive* sono diminuite dell'8,8% principalmente a seguito della cessione di Taranto Energia Srl proprietaria delle centrali termoelettriche asservite allo stabilimento dell'ILVA di Taranto.

Le vendite al mercato libero si connotano per una contrazione dei volumi venduti ai clienti finali che registrano un calo di 3.754 GWh (-13,8%) a fronte di un incremento delle vendite a grossisti pari a 12.782 GWh (+82,9%). Tale dinamica è in parte imputabile ad una diversa modalità di fornitura ad una parte della clientela business, alcuni clienti energivori non più serviti direttamente, che nel corso del periodo in questione si è avvalsa del cosiddetto strumento *Interconnector* introdotto a fine 2009 con la delibera attuativa dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 179/09 e successive modifiche ed integrazioni con riferimento alla legge 99/2009.

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

Sempre nell'ambito di codesto strumento il gruppo Edison ha offerto il servizio di consegna fisica di energia elettrica in Italia, attraverso alcune società controllate che, in qualità di grossista, hanno partecipato alle aste per lo *shipping* di energia ai clienti che usufruiscono dell'*interconnector* medesimo. Inoltre va ricordato che in un contesto di volatilità dello scenario e di deterioramento della redditività del mercato *spot*, nel 2011 il Gruppo ha optato per un contenimento della propria esposizione al rischio di fluttuazione delle *commodities* che si è tradotto in esigui volumi offerti in Borsa.

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

Dati economici

I ricavi di vendita del 2011, pari a 7.437 milioni di euro, sono in aumento del 13,9% rispetto al 2010 principalmente grazie all'aumento dei prezzi medi di vendita trainati dallo scenario di riferimento.

Il margine operativo lordo *adjusted* si attesta a 702 milioni di euro, la riduzione di circa 323 milioni di euro (-31,5%) registrata rispetto al 2010 è per la maggior parte legata alla redditività cessante del segmento CIP 6/92. Si ricorda infatti che il dato 2010 includeva oltre alla marginalità garantita delle convenzioni CIP/92 per tutti i 12 mesi dell'anno, anche il beneficio di 173 milioni di euro derivanti dal corrispettivo per la risoluzione anticipata delle convenzioni medesime. A ciò si aggiunge la riduzione derivante dalle attività nel mercato libero in Italia, nel quale a fronte di un incremento dei volumi venduti perdura la compressione dei margini di commercializzazione; sul fronte estero nel margine operativo lordo si registra il contributo positivo delle nuove attività di generazione termoelettrica in Grecia.

Come già precisato i valori summenzionati, riflettono la riclassifica del contributo di Edipower tra le *Discontinued Operations*; nell'ipotesi di trattamento contabile in continuità con le precedenti situazioni infrannuali, il margine operativo lordo sarebbe stato pari a 818 milioni di euro (1.130 milioni di euro nel 2010) in riduzione di 312 milioni di euro per le ragioni già commentate.

Investimenti

Nel 2011 sono stati contabilizzati investimenti per 168 milioni di euro riferibili per circa 48 milioni di euro al settore termoelettrico, principalmente per il *revamping* della centrale di Bussi, per circa 25 milioni di euro alla razionalizzazione e al rinnovo di impianti nel settore idroelettrico e per circa 95 milioni di euro al settore delle altre fonti rinnovabili. In particolare, per queste ultime, si segnala il ripotenziamento del parco eolico di San Giorgio e l'ampliamento del parco eolico di Foiano (BN) per circa 71 milioni di euro e la realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici per 21 milioni di euro, tra cui Termoli (CB), Oviglio e Cascine Bianche (AL).

IDROCARBURI

Dati quantitativi

Fonti Gas

Gas in milioni di mc	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Produzioni Italia ⁽¹⁾	520	509	2,1%
Import (pipe + GNL)	11.812	13.484	(12,4%)
Acquisti nazionali	2.749	1.873	46,7%
Variazione stoccaggi ⁽²⁾	124	(27)	n.s.
Totale fonti Italia	15.205	15.839	(4,0%)
Produzione estero ⁽³⁾	1.726	1.458	18,4%

(1) Al netto degli autoconsumi e a Potere Calorifico Standard.

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

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

Impieghi Gas

Gas in milioni di mc	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Usi civili	2.152	2.975	(27,7%)
Usi industriali	1.484	1.460	1,6%
Usi termoelettrici	9.117	10.294	(11,4%)
Altre vendite	2.452	1.110	n.s.
Totale impieghi Italia	15.205	15.839	(4,0%)
Vendite produzione estero ⁽¹⁾	1.726	1.458	18,4%

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

Produzioni olio

Migliaia di barili	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Produzione Italia	2.142	2.331	(8,1%)
Produzione estero ⁽¹⁾	1.366	1.159	17,8%
Totale produzioni	3.508	3.490	0,5%

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

Dati economici

(in milioni di euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Ricavi di vendita	5.468	5.040	8,5%
Margine operativo lordo reported	484	413	17,2%
Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	291	338	(13,9%)
Investimenti in immobilizzazioni	311	193	61,1%
Investimenti in esplorazione	46	52	(11,5%)
Dipendenti (numero) ⁽²⁾	1.319	1.357	(2,8%)

(1) Vedi nota pagina 20.

(2) Valori di fine periodo.



"Zero Sorprese" è la nuova offerta di Edison per luce e gas che permette di scegliere il proprio stile di consumo e avere una bolletta costante durante l'anno. Parola di Gerry Scotti.

Produzioni ed Approvvigionamenti

Nel corso del 2011 la produzione di gas, totalizzando Italia e estero, passa da 1.967 milioni di metri cubi a 2.246 milioni di metri cubi, facendo registrare un aumento del 14,2% principalmente grazie alle produzioni estere nella concessione di Abu Qir. Sostanzialmente stabili le produzioni di olio del Gruppo che registrano un aumento delle produzioni estere (+17,8%) nella concessione di Abu Qir, che più che compensa la diminuzione delle produzioni in Italia (-8,1%) ascrivibili al fisiologico declino dei giacimenti.

Il totale delle importazioni di gas diminuisce (-12,4%) in conseguenza di minori impieghi per uso civile e per uso termoelettrico. In proposito si segnala l'interruzione, dal mese di febbraio 2011, della fornitura di gas proveniente dalla Libia attraverso il gasdotto *Green Stream*, per far fronte alla quale si è fatto ricorso a maggiore *import* da altri contratti in portafoglio nell'ambito delle flessibilità contrattuali previste.

Vendite ed Attività Commerciale

I quantitativi venduti sul mercato domestico nel 2011 sono pari a 15.205 milioni di metri cubi ed hanno evidenziato un decremento del 4% rispetto al 2010.

In particolare, le vendite per usi civili registrano una flessione del 27,7%, in parte attribuibile alla dinamica termica con temperature invernali molto più miti di quelle dell'anno precedente ed in parte frutto di una perdita di quota di mercato a causa dei livelli di prezzo depressi al punto di essere inferiori ai costi di approvvigionamento, le vendite per usi termoelettrici mostrano un decremento dell'11,4%, imputabile al minor consumo di gas delle centrali termoelettriche del Gruppo solo parzialmente compensato da maggiori vendite a centrali termoelettriche di terzi; le vendite per usi industriali sono sostanzialmente invariate rispetto all'anno precedente.

Le vendite ad altri operatori grossisti e al Punto di Scambio Virtuale (PSV) sono risultate pari a 2.452 milioni di metri cubi (1.110 milioni di metri cubi nel 2010).

Dati economici

I ricavi di vendita del 2011 si attestano a 5.468 milioni di euro, con un incremento dell'8,5% rispetto al 2010 grazie allo scenario di riferimento in salita che ha più che compensato il decremento dei volumi venduti.

Il margine operativo lordo *adjusted* del 2011 è pari a 291 milioni di euro, in diminuzione del 13,9% rispetto al 2010. Questa diminuzione è totalmente imputabile all'attività di compra-vendita del gas naturale il cui risultato nell'anno è negativo; si rammenta infatti che in tale settore, ad oggi, permangono margini unitari di vendita negativi in conseguenza della forte pressione competitiva, che ha spinto i prezzi di mercato al di sotto dei costi di approvvigionamento dei contratti di *import* a lungo termine, legata all'eccesso di offerta combinatasi con una grande disponibilità di volumi di gas *spot* a prezzi



decisamente più bassi rispetto a quelli derivanti dai tradizionali contratti di acquisto gas di lungo termine ed amplificata dal crollo della domanda di gas naturale del Paese rispetto ai livelli pre-crisi.

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

Tale contrazione è stata in parte attenuata dal sensibile incremento del margine operativo lordo dell'attività di *Exploratio&Production (E&P)* che ha beneficiato di uno scenario petrolifero in forte ascesa nonché dell'effetto positivo, già menzionato, dei maggiori volumi di produzione nella concessione di Abu Qir.

Investimenti

Gli investimenti nel 2011 sono risultati pari a 311 milioni di euro e hanno riguardato i segmenti *E&P* e Stoccaggio. Per l'*E&P* in Italia, i principali investimenti si riferiscono agli interventi di *side-track* ai pozzi 5, 7, 10, 11 e 14 del campo di Daria per 57 milioni di euro, gli interventi di *side-track* ai pozzi 4, 6 e 8 del campo di Clara per 29 milioni di euro, lo sviluppo dei campi dell'*Offshore* di Argo e Panda per 9 milioni di euro, la perforazione di due nuovi pozzi nel campo di Tesoro per 9 milioni di euro e lo sviluppo del nuovo campo di Capparuccia (AP) per 1 milione di euro.

In Egitto gli investimenti hanno riguardato la concessione di Abu Qir (118 milioni di euro) dove proseguono le attività finalizzate alla realizzazione della nuova piattaforma NAQ PII nonché le attività per la modifica e il potenziamento delle piattaforme esistenti NAQ PI e la concessione di West Wadi el Rayan (7 milioni di euro) per la perforazione dei pozzi 3, 4 e 5.

Nel mese di luglio sono entrati in esercizio i pozzi NAQ PII-3 e NAQ PII-1.

Per lo Stoccaggio gli investimenti dell'anno sono relativi al potenziamento dei campi di San Potito e Cotignola per 42 milioni di euro, nonché al completamento del campo di Collalto, 8 milioni di euro, per il quale si segnala l'entrata in esercizio della centrale di compressione e trattamento nel mese di luglio.

Attività di esplorazione

Nel 2011 sono stati realizzati investimenti per circa 46 milioni di euro quasi interamente in Paesi esteri ed in particolare in Egitto e in Norvegia. In Egitto, presso la concessione di Abu Qir (24 milioni di euro), proseguono le attività di acquisizione di una sismica 3D mentre presso il permesso di West Wadi el Rayan (3 milioni di euro), è stata completata, con esito minerario positivo, la perforazione del pozzo esplorativo Rayan-3X. In Norvegia (18 milioni di euro), proseguono i rilievi e le campagne sismiche per le licenze esplorative di recente assegnazione.

Riserve idrocarburi

Le riserve di idrocarburi del Gruppo (riserve certe + 50% riserve probabili) si attestano a 49,8 miliardi di metri cubi equivalenti contro i 52,8 miliardi di metri cubi equivalenti dell'anno precedente e pertanto, al netto delle produzioni 2011 pari a circa 2,8 miliardi di metri cubi equivalenti, sono sostanzialmente in continuità con lo scorso esercizio. Per ulteriori dettagli si rimanda al capitolo "Informazioni supplementari su gas naturale e petrolio" contenuto nel Bilancio Consolidato.

CORPORATE E ALTRI SETTORI

Dati significativi

(in milioni di euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Ricavi di vendita	50	51	(2,0%)
Margine operativo lordo	(106)	(99)	(7,1%)
% sui Ricavi di vendita	n.s.	n.s.	
Investimenti in immobilizzazioni	3	70	(95,7%)
Dipendenti (numero) ⁽¹⁾	642	633	1,4%

(1) Valori di fine periodo.

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 del 2011 sono sostanzialmente in linea a quelli dell'anno precedente mentre il margine operativo lordo, negativo per 106 milioni, è in peggioramento del 7,1% rispetto al 2010.

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

DISCONTINUED OPERATIONS

Dati significativi

(in milioni di euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Risultato netto da <i>Discontinued Operations</i>	(605)	(74)	n.s.
Investimenti in immobilizzazioni	21	49	(57,1%)
Dipendenti (numero) ⁽¹⁾	528	119	n.s.

(1) Valori di fine periodo.

La perdita netta da *Discontinued Operations* di 605 milioni di euro è riconducibile per 591 milioni di euro alla classificazione del contributo di Edipower tra le attività destinate alla vendita (di cui 571 milioni di euro riferibili all'adeguamento delle attività di Edipower, inclusive della quota di *goodwill* indistinto ad essa allocata, al presumibile valore di cessione) cui si aggiunge la svalutazione netta delle centrali termoelettriche di Taranto oggetto dell'accordo di vendita al Gruppo Riva (circa 6 milioni di euro) e gli effetti della sentenza del Consiglio di Stato del 31 maggio 2011 a seguito della quale sono stati disconosciuti a Edison Spa alcuni benefici tariffari riferiti a una centrale termoelettrica ceduta nel 2008 (circa 7 milioni di euro).

Gli investimenti si riferiscono a Edipower e la variazione riflette la conclusione, nel corso del 2010, del programma di *repowering* della centrale termoelettrica di Turbigo.

I dipendenti rappresentano per l'anno 2011 l'organico di Edipower e per il 2010 l'organico delle centrali termoelettriche di Taranto.

RACCORDO TRA RISULTATO E PATRIMONIO NETTO DELLA CAPOGRUPPO E GLI ANALOGHI VALORI DEL GRUPPO

Ai sensi della Comunicazione Consob del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293 si riporta il prospetto di raccordo fra il risultato netto dell'esercizio di Gruppo e il patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante al 31 dicembre 2011 con gli analoghi valori della Capogruppo Edison Spa:

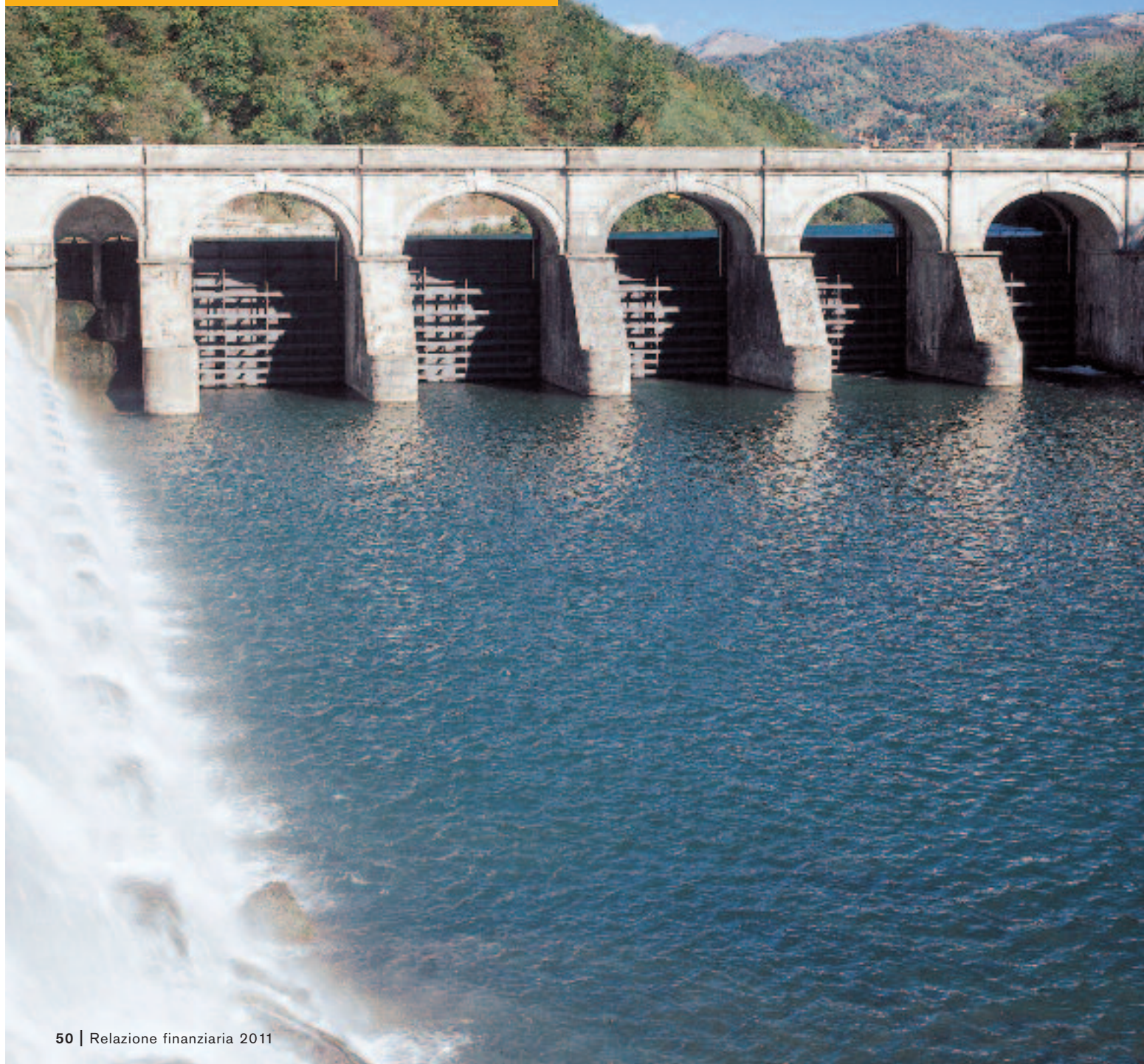
Raccordo tra il risultato netto di Edison Spa e il risultato netto di competenza di Gruppo

(in milioni di euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Risultato netto dell'esercizio di Edison Spa	(896)	(86)
Dividendi infragruppo eliminati nel bilancio consolidato	(97)	(325)
Risultati delle società controllate, collegate e a controllo congiunto non recepiti nel bilancio di Edison Spa	214	446
Maggior svalutazione Discontinued Operations	(40)	-
Maggior svalutazione avviamento	(53)	-
Altre rettifiche di consolidamento	1	(14)
Risultato netto di competenza di Gruppo	(871)	21

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

(in milioni di euro)	31.12.2011	31.12.2010
Patrimonio netto di Edison Spa	5.883	6.864
Valore contabile delle partecipazioni eliminate a fronte della corrispondente frazione di Patrimonio netto delle imprese partecipate di cui:		
- Eliminazione dei valori di carico delle partecipazioni consolidate	(1.839)	(2.273)
- Iscrizione dei patrimoni netti delle società consolidate	2.973	3.326
Valutazione delle partecipazioni valutate con il criterio del Patrimonio netto	10	8
Altre rettifiche di consolidamento	(39)	14
Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	6.988	7.939

**RESPONSABILITÀ
SOCIALE.
AREE DI INTERVENTO**



INNOVAZIONE, RICERCA E SVILUPPO

Anche nel corso del 2011 le attività di Innovazione, Ricerca e Sviluppo hanno riguardato un ampio spettro di tematiche, riflettendo il momento particolarmente dinamico ed innovativo che il settore dell'energia sta attraversando.

Questa dinamicità, indotta da una forte competitività associata agli obiettivi di efficienza e di riduzione delle emissioni, si concretizza nella proposta di nuove soluzioni tecnologiche che spesso fanno leva su tecnologie ed infrastrutture dei settori delle telecomunicazioni e dell'informatica.

Pur mantenendo un presidio generale su questo ampio spettro di temi, l'azione di Ricerca e Sviluppo si è focalizzata su alcuni di essi ed in particolare sono state oggetto di studio e di test alcune soluzioni e tecnologie relative alla generazione di energia (rinnovabili o ad alta efficienza) ed all'efficienza energetica.

Per quanto riguarda i sistemi di generazione sono state rilevanti le attività relative alle celle a combustibile ed ai sistemi fotovoltaici.

Sulle celle a combustibile si è trattato essenzialmente di test di sistemi e di componenti svolte dal laboratorio dedicato situato presso il Centro Ricerche Edison a Trofarello ed in collaborazione con i dipartimenti di Chimica e di Energetica del Politecnico di Torino e con l'Istituto EIFER di Karlsruhe in Germania.

Anche sui sistemi fotovoltaici avanzati ad elevata efficienza le attività sono state prevalentemente di caratterizzazione e si sono svolte sia in laboratorio sia in campo presso il sito di test realizzato nell'area della centrale di Altomonte, dove sono installati sistemi fotovoltaici, anche a concentrazione. A questa attività si è associata anche uno studio in corso con ECTL-Università Ca' Foscari di Venezia relativo ad alcuni aspetti fondamentali di funzionamento di celle solari innovative.

Sempre legato alla generazione, seppure indirettamente, occorre segnalare il tema della *CCS (Carbon Capture and Sequestration)* su cui si è mantenuto attivo il monitoraggio sia sugli sviluppi tecnologici e normativi, sia in merito ai principali progetti dimostrativi europei.

Il tema dell'efficienza energetica è stato, nelle sue varie accezioni, il tema dominante delle attività 2011. Sono stati studiati e si è partecipato allo sviluppo di soluzioni customizzate di alcune tecnologie che potranno essere abilitanti di nuovi servizi di efficientamento per i nostri clienti, soprattutto dei settori residenziale e terziario. Queste attività, fortemente coordinate con le business unit, hanno compreso anche i primi test preliminari a cui si conta di far seguire nel prossimo anno dei progetti pilota e dimostrativi.

Si tratta di primi passi concreti sul percorso, molto teorizzato ma ancora poco praticato, delle soluzioni di Smart Grid a valle della rete di distribuzione, coerentemente con un possibile scenario di medio periodo che prevede lo sviluppo significativo di alcune tecnologie quali le pompe di calore, il fotovoltaico integrato negli edifici, l'accumulo di piccola taglia ed i veicoli elettrici. In questo stesso ambito si colloca anche il lavoro svolto sui sistemi di accumulo che sono stati valutati sia in laboratorio sia teoricamente.

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

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

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

Situazione infortunistica

Edison ha da tempo avviato programmi di promozione della sicurezza sui luoghi di lavoro che hanno permesso alla società di ottenere risultati di eccellenza e di attestare i propri indici infortunistici su valori che la collocano tra le aziende più virtuose sia per quanto riguarda il personale sociale che d'impresa. Relativamente al personale sociale, l'anno 2011 presenta un miglioramento molto significativo rispetto al risultato dell'anno precedente facendo registrare un indice di frequenza pari a 1,9 (3,8 a fine 2010) e un indice di gravità pari a 0,05 (0,16 a fine 2010). Il numero degli infortuni si è dimezzato rispetto al 2010 (8 contro 16) a fronte di un monte ore lavorate praticamente identico all'anno precedente. Nell'ambito del personale d'impresa l'anno 2011 si è chiuso con un incremento del valore dell'indice di frequenza che si attesta a 6,4 (3,8 a fine 2010), frutto sia dell'aumento del numero di infortuni (17 contro i 13 del 2010) sia di una diminuzione delle ore lavorate (-20% rispetto al 2010). Resta comunque contenuta la gravità degli infortuni di impresa che registra un indice pari a 0,13 (0,12 a fine 2010).

In Edipower, per quanto riguarda l'andamento infortunistico del personale interno nel 2011, si sono verificati 3 infortuni sul lavoro, con un netto miglioramento degli indici rispetto al 2010, proseguendo il *trend* di sostanziale miglioramento degli ultimi anni. Gli indici di frequenza e gravità sono stati pari rispettivamente a 1,69 e 0,03, attestandosi su eccellenti livelli di competitività nel confronto con il mercato. Per quanto riguarda le imprese esterne operanti in manutenzione, nel 2011 si sono verificati 12 infortuni che hanno determinato un peggioramento degli indici infortunistici rispetto agli anni precedenti, con un indice di frequenza pari a 10,92 ed un indice di gravità di 6,06.

L'alto indice di gravità è dovuto essenzialmente all'infortunio mortale (per cause ancora da accertare ma con tutta probabilità non correlate all'attività lavorativa) verificatosi presso la centrale di Sermide. A seguito di questo repentino innalzamento degli indici sono state avviate a livello aziendale delle azioni correttive nei confronti delle imprese terze.

Attività relative alla prevenzione e tutela della salute e sicurezza nei luoghi di lavoro

Alla costante ricerca dell'obiettivo "zero infortuni", Edison ha proseguito nell'individuazione e sviluppo di azioni che consentano un'ulteriore riduzione dei propri indici infortunistici. In tal senso si riportano di seguito le principali attività svolte o avviate nel corso del 2011:

- i Documenti di Valutazione dei Rischi sono stati riesaminati e, laddove necessario, aggiornati in base alle condizioni operative, ai cambiamenti di carattere organizzativo o a fronte di eventi che possono avere modificato la valutazione o introdotto nuovi rischi. L'attività è stata effettuata tramite l'applicativo per la valutazione dei rischi che è ormai utilizzato nella quasi totalità dei siti. I risultati delle valutazioni dei rischi e i conseguenti piani di azione sono stati discussi in occasione delle periodiche riunioni di sicurezza previste dalla normativa vigente (art. 35 del decreto legislativo 81/08), durante le quali sono stati presentati anche gli stati di avanzamento dei processi formativi e i macro risultati della sorveglianza sanitaria svolta sui dipendenti;
- è stata portata a termine la preliminare valutazione del rischio da stress-lavoro correlato, secondo gli indirizzi generali derivanti dall'accordo europeo dell'8 ottobre 2004. Dal processo valutativo non emergono situazioni di particolare significatività e sono state definite e valutate alcune attività preventive che riguardano l'approfondimento di elementi in aree che hanno rilevato fattori potenziali

- di maggior rischio, l'attività di informazione ai lavoratori e o ai loro rappresentanti, formazione ai preposti, il monitoraggio strutturato di alcuni indicatori di rischio al fine di verificare il *trend* del fenomeno e il coinvolgimento dei medici competenti nella raccolta di eventuali sintomi potenzialmente correlabili al rischio. Nel secondo semestre si sono concluse le attività formative relative al rischio stress-lavoro correlato indirizzate a capi e dirigenti;
- in base al modello organizzativo di sicurezza del gruppo Edison, sono continuate le attività relative all'adozione di un sistema di gestione della salute e sicurezza secondo la norma BS OHSAS 18001 da applicare alle sedi direzionali ad uso uffici. In tale ambito il Centro Ricerche e Sviluppo di Trofarello ha superato lo stage 1 del processo di certificazione nel mese di ottobre. In dicembre si è svolto un audit interno di verifica dell'assetto del sistema di gestione della salute e della sicurezza presso la sede di Milano, Foro Buonaparte;
 - è stato completato il programma formativo annuale destinato ai Responsabili del Servizio di Prevenzione e Protezione che prevede sessioni formative tematiche per un totale di 20 ore annue pro capite. Inoltre, sono proseguite le attività di formazione per i neo assunti ed è in fase avanzata di sviluppo un nuovo progetto relativo alla formazione *on-line* sui rischi derivanti dalle mansioni svolte dal personale sociale presso le sedi direzionali ad uso ufficio;
 - si è concluso il programma di audit interno con un totale di 113 audit effettuati sui 117 programmati, pari al 97%. Lo stato di avanzamento è stato monitorato mensilmente nel documento "Relazione Ambiente, Sicurezza e Qualità" pubblicato nella intranet aziendale;
 - come per l'anno 2010, Edison ha partecipato attivamente tramite iniziative di tipo comunicativo e formativo alla settimana europea della salute e sicurezza "OSHA week 2011" (24-28 ottobre). Il tema dell'anno è stato "Ambienti di lavoro sani e sicuri - la manutenzione sicura";
 - è stato lanciato il progetto "Dicci la Tua" presso le sedi di Milano Foro Buonaparte, Roma e Bologna: il progetto è basato sull'osservazione dei comportamenti pericolosi e delle situazioni di insicurezza che, tramite il coinvolgimento e la partecipazione di tutto il personale presente nelle sedi, contribuisce a promuovere una cultura non formale della sicurezza e consente nel tempo la riduzione degli incidenti. Il processo ha portato alla raccolta di un centinaio di suggerimenti di miglioramento che, previa valutazione tecnica di fattibilità, sono in fase di implementazione attuativa;
 - sono state ulteriormente consolidate le attività relative alla gestione degli appalti e delle imprese esterne. In particolare, ci si è focalizzati sul processo di qualifica delle imprese e sulla valutazione dei rischi di interferenza tra il personale sociale e quello di impresa, individuando i relativi costi per la sicurezza, come previsto dal decreto legislativo 81/08;
 - è stata emessa una nuova procedura relativa al processo di sorveglianza sanitaria, l'obiettivo della procedura è quello di definire responsabilità, tempi e modalità per la corretta e completa gestione del processo di sorveglianza sanitaria aziendale, come definito dalla normativa vigente, a tutela di tutti i dipendenti e collaboratori del gruppo Edison;
 - è stato avviato un progetto di ottimizzazione del processo di raccolta della documentazione per l'accesso del personale d'impresa (progetto DIMP) tramite lo stesso strumento informatico utilizzato per il processo di qualifica. Questo progetto mira a migliorare l'efficacia del processo vigente, facilitando l'opera e l'intervento dei Delegati Lavori delle Gestioni operative.

Attività relative all'ambiente

In coerenza con l'impegno a perseguire il miglioramento continuo, le prestazioni ambientali di Edison hanno in questi anni raggiunto livelli di eccellenza, grazie anche all'applicazione di modelli organizzativi basati sull'applicazione di sistemi di gestione certificati, l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili e il ricorso continuo ad attività di formazione e sensibilizzazione dei dipendenti e delle imprese esterne.

In tal senso si riportano di seguito le principali attività svolte o avviate nel corso del 2011:

- nell'ambito dell'annuale Rapporto di Sostenibilità del gruppo Edison, emesso nel primo semestre dell'anno con riferimento ai risultati del 2010, sono stati presentati i principali indicatori di prestazione ambientale (consumi energetici, emissioni in atmosfera, prelievi e scarichi idrici, rifiuti prodotti, contabilità ambientale) che nel loro complesso confermano l'efficacia delle azioni messe in atto e volte a ridurre costantemente l'impatto ambientale, attraverso l'utilizzo di risorse a basso impatto e aumentando il recupero dei rifiuti prodotti;

- si è provveduto a predisporre quanto necessario ai fini dell'applicazione del sistema di controllo telematico di tracciabilità dei rifiuti (SISTRI) a livello nazionale;
- è stato completato il processo di mappatura della sensibilità in termini di biodiversità dei siti operativi del gruppo Edison attraverso una metodologia sviluppata ad hoc per tale progetto;
- sono proseguite le attività di caratterizzazione, messa in sicurezza e bonifica di siti; la maggior parte di tali attività si svolge in aree industriali particolarmente significative e potenzialmente inquinate da attività progresse e relative a business diversi ceduti a terzi.

Di seguito un focus sulle attività più significative di alcune delle Business Unit, per quanto riguarda la salute e sicurezza, l'ambiente e la qualità:

Business Unit Asset Energia Elettrica

E' stata completata l'attività di rilascio e rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) ai sensi del decreto legislativo 59/2005 per gli impianti di competenza Ministeriale, superiori ai 300 MW di potenza termica; nel 2011 sono state ottenute l'autorizzazione di Altomonte, Torviscosa, Simeri, Candela e il riesame del Piano di Monitoraggio e Controllo di Sarmato.

Tra giugno e settembre 2011 sono stati effettuati con esito positivo gli audit di rinnovo/sorveglianza dei sistemi di gestione integrati ambiente e sicurezza presso le Gestioni Termoelettriche e presso la Gestione Idroelettrica da parte dell'ente di certificazione CSQ-IMQ e da parte del verificatore accreditato per la registrazione EMAS.

Nel corso del 2011 è stata ottenuta l'autorizzazione al *revamping* con risanamento Ambientale della centrale di San Quirico (PR) da parte della Regione Emilia Romagna.

Per il settore Termoelettrico è stato completato il *revamping* della centrale di Bussi sul Tirino con l'installazione della nuova Turbina a Gas LMS100 G.E. mentre per il settore Idroelettrico sono stati completati i *revamping* delle centrali Idroelettriche di Civate, Sonico, Albano, Caffaro2 e sono iniziati i lavori di rifacimento del piano inclinato del Mortitolo in Valtellina.

Sono proseguiti i procedimenti di bonifica ambientale relativi a nuclei di contaminazione dei suoli e delle acque sotterranee riscontrati o avviati negli anni precedenti presso alcune delle Centrali Termoelettriche e Idroelettriche.

Business Unit Asset Idrocarburi

Si sono concluse le attività di certificazione ai sensi delle norme UNI EN ISO 14001 e BS OHSAS 18001 per la direzione Produzione Italia per tutti i siti operativi, con la visita di certificazione da parte dell'ente esterno presso il sito di produzione gas di Comiso.

Nel corso del 2011 sono state portate a termine con successo tutte le visite di sorveglianza dei sistemi di gestione integrati ambiente e sicurezza della Business Unit, e cioè quelli dell'organizzazione della Direzione Produzione Italia, di Edison Stoccaggio Spa e di Edison D.G. Spa. E' stata inoltre confermata la registrazione ambientale EMAS della centrale di stoccaggio gas di Cellino e della centrale di produzione gas di Garaguso. A seguito dell'evoluzione della situazione politica in Egitto, nel corso del 2011 è stato avviato e concluso un processo di revisione del piano di gestione delle emergenze e dell'evacuazione per il Paese. Tale processo verrà esteso nel 2012 agli altri Paesi esteri a rischio nei quali opera la Business Unit.

Tra le attività di formazione, si segnala nel corso del 2011 l'effettuazione con risultati positivi di esercitazioni antinquinamento presso il campo ad olio *offshore* Vega.

Sono proseguite le attività relative all'applicazione della Direttiva "Seveso II" per gli impianti di stoccaggio gas.

Business Unit Fonti Rinnovabili

E' stata portata a termine con successo la visita di sorveglianza del sistema di gestione integrato ambiente e sicurezza ai sensi delle norme UNI EN ISO 14001, BS OHSAS 18001, comprensiva della visita del rinnovo triennale del Regolamento EMAS, per Edison Energie Speciali Spa.

Inoltre, per quanto riguarda l'applicazione dei nuovi sistemi di gestione integrati ambiente e sicurezza per le società Sistemi di Energia Spa e Compagnia Elettrica Bellunese CEB Spa (CEB), si segnalano i risultati positivi delle relative visite di certificazione. Nel primo trimestre del 2012 saranno completate le attività relative alla società CEB.

Business Unit Marketing & Commerciale

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

Direzione Ingegneria

Nel corso del 2011 è proseguito lo sviluppo del sistema di gestione integrato sicurezza e qualità con l'emissione di procedure e istruzioni riguardanti la fase di avviamento degli impianti. Tra maggio e giugno si sono svolti i Riesami della Direzione dei sistemi di gestione qualità e sicurezza con presentazione dei risultati a tutta l'organizzazione. A luglio sono state superate, senza emissione di non conformità, le visite di sorveglianza eseguite dall'ente di certificazione CSQ.

Edipower Spa

In materia di prestazioni ambientali le emissioni in atmosfera dei principali inquinanti (anidride solforosa, ossidi di azoto, polveri e monossido di carbonio), in termini specifici, sono sostanzialmente allineate ai valori degli anni precedenti.

Nel corso del 2011 sono proseguiti i procedimenti di bonifica ambientale relativi a nuclei di contaminazione o di possibile contaminazione dei suoli e delle acque di falda riscontrati o avviati negli anni precedenti presso alcune delle centrali termoelettriche.

In particolare per quanto riguarda la centrale di San Filippo del Mela a giugno 2011 è stato avviato il Piano completo di monitoraggio sulle matrici acque di falda, suoli e vapori, in contraddittorio con gli enti competenti (Provincia e Arpa Messina). Contestualmente, è stata ottimizzata la funzionalità degli impianti dedicati alla bonifica di alcune aree della centrale.

Per quanto riguarda la centrale di Brindisi, a valle della sottoscrizione dell'atto di transazione, il Ministero dell'Ambiente con decreto direttoriale 26 ottobre 2011 ha approvato i progetti di bonifica dei suoli e delle acque di falda contaminati proposti da Edipower e restituito agli usi legittimi i suoli industriali del sito di centrale inseriti nel Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Brindisi. La restituzione risulta necessaria e propedeutica all'avvio di qualsiasi iniziativa di sviluppo industriale della centrale.

Nel corso del 2011 si sono concluse le attività per il primo rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per l'impianto Edipower di Brindisi, il relativo decreto AIA sarà pubblicato nel corso del 2012; a gennaio 2011 è stato pubblicato ed è entrato in vigore il decreto AIA per la centrale di Chivasso.

In materia di gestione delle sostanze chimiche pericolose, durante il 2011, si è svolto il programma interno di formazione rivolto al personale di sede e di impianto sul Regolamento CE n.1272/2008 "Classificazione Etichettatura ed Imballaggio di sostanze e miscele pericolose CLP", sul Regolamento CE n.453/2010 nuove "Schede Dati di Sicurezza" e sul rischio chimico.

Per quanto riguarda il Sistema di Gestione della Sicurezza, nel corso del 2011, è stato completato l'iter per l'adozione del Sistema di Gestione della Sicurezza secondo quanto previsto dalla specifica norma di riferimento BS OHSAS 18001/2007 presso le tutte le Unità Produttive Pilota (Centrale Termoelettrica di Brindisi e Nucleo Idroelettrico di Udine) che hanno ottenuto la relativa Certificazione OHSAS 18001. Sono inoltre continuate le attività per il mantenimento del suddetto Sistema di Gestione presso gli impianti di Brindisi e Udine, già certificati nel 2010 ed è iniziata l'attività di verifica integrata Sicurezza/Ambiente del Sistema.

RISORSE UMANE E RELAZIONI INDUSTRIALI

Risorse Umane

Il totale dei dipendenti del gruppo Edison al 31 dicembre 2011, comprensivo degli organici riferiti alle imprese consolidate proporzionalmente e alle *Discontinued Operations*, è risultato pari a 3.764 unità contro le 3.939 al 31 dicembre 2010 con un decremento pari a 175 unità.

Il decremento di risorse è originato principalmente dalla cessione delle centrali termoelettriche di Taranto con effetto dal 10 ottobre 2011 per un totale di 114 unità. L'ulteriore decremento registrato è frutto di efficienze organizzative nelle aree di attività operative attinenti la produzione di energia elettrica e idrocarburi.

Il costo del lavoro complessivo dell'esercizio ha consuntivato un valore pari a 214 milioni di euro con un incremento dell'1,4% rispetto all'anno precedente, determinato da riduzioni di volume (-48 unità medie nell'anno) e da variazioni di prezzo connesse ai rinnovi dei Contratti Collettivi Nazionali di Categoria.



L'energia più grande siamo noi.
È lo slogan utilizzato per la festa di Natale che vuole esprimere l'importanza attribuita al capitale umano dalla nostra società.

Relazioni industriali

Nel corso del mese di luglio 2011 l'Azienda e le Organizzazioni Sindacali del Settore Elettrico hanno siglato due intese rilevanti, la prima (13 luglio) relativa all'Accordo Integrativo Aziendale e la seconda (29 luglio) relativa ad un protocollo sulla *Corporate Social Responsibility (CSR)*.

Per il triennio 2011 – 2013 l'Accordo Integrativo Aziendale da una parte ha previsto il rinnovo del Premio di Risultato, confermandone la correlazione a fattori di redditività e di produttività, e dall'altra ha posto le premesse per la successiva intesa in materia di *CSR*. Azienda e Organizzazioni Sindacali del Settore Elettrico hanno sancito la loro piena adesione ad un modello di sviluppo aziendale in grado di coniugare la creazione di valore con le aspettative di tutti gli *stakeholder* interni ed esterni, nel rispetto dei fondamentali diritti umani oltre che dei migliori standard di sicurezza sul lavoro e di salvaguardia dell'ambiente.

In data 10 marzo 2011 è stato siglato con le Organizzazioni Sindacali del Settore Gas-Acqua l'accordo per il rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale scaduto il 31 dicembre 2009. Nel rispetto dell'Accordo Interconfederale del 15 aprile 2009, che ha attuato la riforma degli assetti contrattuali nel sistema italiano di relazioni industriali, il contratto avrà durata triennale fino al 31 dicembre 2012 sia per la parte normativa sia per la parte economica.

Per quanto concerne Edipower, si conferma l'indirizzo delle relazioni industriali all'individuazione di soluzioni di efficienza operativa e di continua razionalizzazione degli organici.

Si segnalano in particolare le intese raggiunte nell'anno per la Centrale termoelettrica di Piacenza e per il Nucleo Idroelettrico di Tusciano che hanno consentito di progredire ulteriormente verso il modello organizzativo di riferimento, nonché le specifiche intese raggiunte per gli impianti di Brindisi e San Filippo del Mela finalizzate ad individuare soluzioni gestionali di efficienza organizzativa ed economica durante i periodi di non utilizzo produttivo degli impianti.

Organizzazione

Relativamente all'evoluzione organizzativa dell'Azienda si segnala in particolare quanto segue:

- la cessione ad ILVA (Gruppo Riva) dell'intero capitale sociale di Taranto Energia Srl, società nella quale Edison ha conferito il ramo d'azienda costituito dalle centrali termoelettriche CET 2 e CET 3, situate all'interno del sito industriale dell'ILVA a Taranto;



- l'incorporazione delle attività e delle risorse relative alla gestione operativa degli *Asset* in Italia e all'estero nel perimetro del *Chief Operating Officer*;
- la riconfigurazione delle responsabilità della Direzione Centrale Internazionale Rinnovabili e Progetti Speciali e della Direzione Affari Istituzionali e Regolamentari, assegnate al *Chief Development Officer*.

Formazione e Sviluppo delle Persone

In un contesto di crescente complessità degli scenari macro-economici ed energetici l'attività di formazione 2011 si è caratterizzata per l'investimento sulle competenze professionali, sia a carattere trasversale (di competenze relative all'*industry*), che verticale (competenze a valenza professionale).

Da ricondurre al primo filone è il "Corso di Perfezionamento in Energy Business e Utilities", progettato e realizzato con il Politecnico di Milano, per i *professional* a vocazione interfunzionale a cui è stato rivolto un investimento formativo profondo e ampio (superiore alle 250 ore pro-capite).

A più ampio coinvolgimento, ma sempre riconducibile all'aggiornamento del *management* su temi di rilevanza per il settore *energy*, è il ciclo di seminari condotti in *partnership* con primari enti di ricerca e istituzioni.

Per quanto attiene invece alle competenze professionali relative a specifici mestieri e famiglie professionali si segnala il pieno completamento della prima fase della *Market Academy*, iniziativa formativa e di sviluppo a carattere programmatico all'interno di tutta l'area commerciale; più di 250 dipendenti e collaboratori hanno avuto modo di partecipare ad iniziative di formazione collegate a tale programma.

Va inoltre menzionata, anche per il 2011, la formazione a carattere manageriale che, oltre all'annuale corso per capi di nuova nomina, ha visto la realizzazione del biennale Programma Manageriale per neo dirigenti.

Nel complesso Edison ha realizzato un piano di formazione di circa 82.000 ore totali che ha interessato più di 2.000 persone per un costo didattico di circa 1,9 milioni di euro (1,6 milioni di euro nel 2010) di cui più di 400.000 euro finanziati attraverso l'utilizzo del conto formazione dei fondi interprofessionali Fondimpresa e Fondirigenti.

Anche per il 2011, il programma formativo si è contraddistinto per un'ampia e trasversale copertura delle diverse popolazioni aziendali; in termini di contenuti, oltre che per le iniziative sopra menzionate, il 2011 si è contraddistinto per l'usuale impegno sui temi della sicurezza e dell'ambiente (più di 20.000 ore, compreso l'addestramento tecnico) oltre che per l'investimento sulla popolazione dei giovani neo-inseriti. Addestramento tecnico e "formazione continua" per i vari gruppi professionali della sede e degli impianti, entrambi volti a consentire un costante adeguamento delle conoscenze e abilità professionali, costituiscono gli altri due pilastri fondamentali dell'impianto formativo aziendale (rispettivamente 10.000 e 6.000 ore).

Per quanto riguarda Edipower nel corso dell'anno 2011 il piano formativo si è articolato in interventi rivolti alle diverse famiglie professionali della sede e degli impianti, che hanno coinvolto interi gruppi professionali ai quali si è aggiunta una serie di iniziative mirate a soddisfare esigenze specifiche.

Nel complesso sono state realizzate azioni formative per un totale di circa 56.000 ore che hanno interessato 915 persone. Il 72% delle ore realizzate è stato dedicato alla cosiddetta "formazione continua", volta a consentire un costante adeguamento delle conoscenze e abilità professionali, principalmente sui temi della sicurezza e igiene del lavoro, dell'ambiente (in particolare relativamente alle certificazioni EMAS) e dell'aggiornamento tecnico-professionale. In particolare sono stati realizzati diversi programmi focalizzati sulla prevenzione dei principali rischi delle nostre unità produttive (Prevenzione del Rischio Elettrico, Lavori in ambienti confinati, Rischio da atmosfere esplosive, Prevenzione rischio chimico, etc.).

La formazione finalizzata alla crescita professionale, cioè allo sviluppo delle competenze distintive dell'azienda, sia specialistiche che manageriali, ha costituito circa il 28% degli interventi erogati. In particolare, sono stati organizzati diversi programmi di sviluppo manageriale, che hanno avuto come destinatari un gruppo selezionato di quadri e di dirigenti, focalizzati sullo sviluppo della dimensione internazionale al fine di ampliare gli orizzonti e favorire il confronto con scenari differenti, e delle principali competenze gestionali (*problem solving*, *teamwork*, comunicazione, negoziazione, etc.).

RISCHI E INCERTEZZE

Gestione del rischio nel gruppo Edison

Enterprise Risk Management

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

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

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

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

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

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

Energy Risk Management

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

Nello specifico, obiettivi e modalità operative dell'*energy risk management* sono diffusamente descritte nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2011, al quale si rimanda per ulteriori approfondimenti.

Risk Factors

Rischi legati all'ambiente esterno

Rischio normativo e regolatorio

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

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

- **Rinnovo delle concessioni idroelettriche**

La proroga statale di cinque anni delle concessioni idroelettriche introdotta dalla legge n. 122/2010, e l'ulteriore proroga aggiuntiva pari a sette anni in caso di costituzione di SPA miste con alcune Province, sono state abrogate dalla sentenza n. 205/2011 della Corte Costituzionale.

Anche la successiva Legge della Regione Lombardia n. 19/2010, che aveva previsto la possibilità, in luogo della proroga quinquennale prevista dalla L. 122/2010 e per le sole concessioni in scadenza entro il 31 dicembre 2015, di una prosecuzione temporanea, da parte del concessionario uscente, per un periodo non superiore a cinque anni, è stata a sua volta impugnata dal Governo e con sentenza n. 339/2011, pubblicata il 22 dicembre 2011, sono state abrogate le norme relative all'affidamento delle concessioni scadute con riferimento alla prosecuzione temporanea e alla discrezionalità dei criteri di gara in assenza di quelli statali.

A oggi, pertanto, l'affidamento delle concessioni di grande derivazione continua a essere disciplinato dal Decreto Bersani per le concessioni in essere, ma permane un vuoto normativo per quanto riguarda la gestione dei titoli scaduti nonché per criteri e modalità di gara.

Con riferimento a tale ultimo elemento, l'atteso decreto ministeriale in tema di requisiti di partecipazione alle gare costituirà un elemento di certezza per gli operatori anche in termini di pianificazione di futuri investimenti e partecipazione alle gare per il rinnovo delle concessioni.

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

Con riferimento alla tematica del Costo Evitato del Combustibile (CEC), si è chiuso il complesso contenzioso in essere a seguito dell'annullamento, da parte del Consiglio di Stato, della delibera ARG/elt 154/08 (con cui l'AEEG aveva definito il valore della componente CEC a partire dall'anno 2008). Prosegue il monitoraggio da parte di Edison delle attività dell'AEEG, che dovrà indicare una nuova modalità di definizione della componente CEC, a oggi non ancora nota.

L'impatto futuro della tematica legata al CEC è stato progressivamente mitigato dalle scelte imprenditoriali intraprese nel corso degli ultimi due anni, con riferimento alla risoluzione anticipata di gran parte delle convenzioni CIP 6/92 in essere. Infatti, l'articolo 30, comma 20, della legge 23 luglio 2009, n. 99 (cosiddetta Legge Sviluppo), ha previsto l'introduzione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha poi emanato il provvedimento attuativo di carattere generale per gli impianti a tariffa binomia, al quale ha fatto seguito l'adesione vincolante da parte di Edison al meccanismo di risoluzione anticipata per gli impianti di Jesi, Milazzo, Porto Viro, Porcari, a partire da inizio 2011.

Il Ministero ha, in seguito, definito il decreto che disciplina il meccanismo di risoluzione anticipata degli impianti a tariffa monomia. Il provvedimento è stato emanato a fine luglio 2011 e Edison ha poi risolto anticipatamente la Convenzione riguardante l'impianto di Taranto con efficacia dal 1° ottobre 2011. A inizio 2012, Edison, ha altresì firmato con il GSE l'intesa per la risoluzione anticipata della convenzione CIP 6/92 relativa all'impianto CET3 di Piombino; la risoluzione sarà efficace dal 1° gennaio 2013.

- **Oneri ambientali: quote CO₂**

In relazione alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica, l'attuale normativa comunitaria (Direttiva 2009/29/CE), che integra e modifica la Direttiva 2003/87/CE sul sistema di scambio di quote di emissione di CO₂ (EU ETS), impone dal 1° gennaio 2013 l'acquisizione a titolo oneroso delle quote di emissione di CO₂ per il settore termoelettrico. In particolare, l'assegnazione dei permessi a titolo oneroso avverrà attraverso aste. L'impatto sul settore energetico sarà condizionato dalle valutazioni delle quote di CO₂ e dalla possibile volatilità del mercato.

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

Il Governo ha emanato il decreto di recepimento della direttiva 2009/28/CE in materia di incentivazione della produzione di elettricità da fonti rinnovabili (decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28). Il decreto legislativo prevede:

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

Il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e con il Ministero delle Politiche Agricole, sta lavorando sullo schema di decreto attuativo del decreto legislativo 28/2011 predisposto dal precedente Governo. La sua emanazione è prevista per i primi mesi del 2012.

- **Sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento (CAR)**

Con i due decreti del 2011 (decreto ministeriale 4 agosto 2011 e decreto ministeriale 5 settembre 2011) si completa il quadro di definizione e sostegno della cogenerazione ad alto rendimento. In particolare con il decreto ministeriale del 4 agosto scorso sono stati sostituiti gli allegati I, II e III del decreto legislativo 20/2007 inerenti alle tecnologie di cogenerazione, al calcolo della produzione da cogenerazione, nonché alla metodologia per determinazione del rendimento del processo di cogenerazione. Con il secondo provvedimento, invece, si definisce il quadro incentivante alla CAR. In particolare le unità di cogenerazione entrate in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 sono considerate CAR e hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti della CAR, ai certificati bianchi commisurati al risparmio di energia primaria realizzato nello stesso anno.

Gli impianti esistenti entrati in esercizio fra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010 potranno godere dei certificati bianchi anche se non rientrano nei criteri stabiliti dal decreto del 4 agosto 2011, ma soddisfano i criteri della deliberazione AEEG 42/02.

I due decreti non chiariscono gli aspetti connessi alle esenzioni dell'energia elettrica prodotta da impianti cogenerativi, ai fini della determinazione della quantità di energia soggetta alla quota d'obbligo come stabilita dall'articolo 11, comma 2 del decreto 79/1999 (Decreto Bersani).

Rischio prezzo e cambio connesso all'attività in commodity

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

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

All'interno delle attività caratteristiche del gruppo Edison sono state approvate anche attività di trading fisico e finanziario su *commodity*, consentite nel rispetto delle apposite procedure e segregate ex ante in appositi Portafogli di Trading. Tali Portafogli di Trading sono monitorati tramite stringenti limiti di rischio il cui rispetto viene verificato da una struttura organizzativa indipendente da chi esegue le operazioni. Per un'analisi più dettagliata del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2011.

Rischio di tasso di cambio

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

Gli obiettivi di gestione del rischio di tasso di cambio sono delineati all'interno di specifiche *Policy* di Rischio Cambio, in funzione della diversa natura del rischio in oggetto. Per un'analisi di dettaglio di tale rischio si rimanda a quanto riportato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2011.

Rischio di tasso d'interesse

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

Per un'analisi più dettagliata del rischio di tasso d'interesse si rimanda a quanto ampiamente illustrato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari di Gruppo" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2011.

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione del gruppo Edison a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti sia commerciali sia finanziarie. In tal senso, per il gruppo Edison l'esposizione al rischio di credito è connessa alla vendita di energia elettrica e di gas naturale, all'impiego di risorse finanziarie temporaneamente in eccesso e alle posizioni in derivati finanziari. Al fine di controllare tale rischio, la cui gestione operativa è demandata specificatamente alla funzione di Credit Management allocata centralmente nella Direzione Finanza, il Gruppo ha implementato procedure e azioni descritte diffusamente nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari di Gruppo" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 ai fini dell'IFRS 7.

Pressione competitiva

I mercati energetici all'interno dei quali il Gruppo opera sono soggetti a una forte concorrenza. In particolare, nel mercato elettrico italiano, Edison compete con altri produttori e *trader* (italiani e internazionali) che vendono energia elettrica a clienti industriali, commerciali e residenziali. Al fine di fronteggiare i rischi derivanti dalla partecipazione al mercato domestico dell'energia elettrica, il Gruppo persegue da alcuni anni linee di azione sostanzialmente rivolte allo sviluppo di un portafoglio clienti facente parte del segmento mercato libero, in una logica di progressiva integrazione a valle, assieme alla diversificazione geografica, all'ottimizzazione del *mix* produttivo, allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Nel mercato italiano del gas, Edison fa fronte a un inasprimento della concorrenza da parte di operatori nazionali e internazionali, che ha portato a una progressiva erosione dei margini di vendita del gas naturale. Inoltre, alcuni produttori esteri provenienti da Paesi con grandi riserve di idrocarburi progettano di vendere il gas naturale in Italia direttamente ai clienti finali. Questo minaccia la posizione di mercato di società come Edison, che rivendono ai clienti finali il gas acquistato da altri Paesi. In aggiunta, il mercato del gas naturale sta attualmente vivendo una fase di eccesso di offerta che si è venuta a creare a seguito di una serie concomitante di fattori, tra i quali la piena operatività di nuove infrastrutture di importazione avviate negli anni precedenti e l'ampia disponibilità di GNL, anche in seguito allo sviluppo di importanti riserve di gas da accumuli non convenzionali negli Stati Uniti, che hanno determinato una corrispondente riduzione delle importazioni.

Tra le possibili azioni di mitigazione del rischio di pressione competitiva nell'ambito del settore idrocarburi

un'importante leva contrattuale è data dall'esercizio delle clausole di rinegoziazione del prezzo, in funzione dell'andamento dello scenario energetico di riferimento e delle condizioni di mercato, contenute nei contratti di approvvigionamento di gas naturale a lungo termine. A questo riguardo, Edison ha avviato specifiche attività di rinegoziazione dei contratti in essere con tutti gli attuali fornitori di gas naturale, il cui successo è ritenuto fondamentale per poter contrastare nell'immediato la pressione sui margini dell'attività commerciale che la società sta sperimentando nel settore del gas naturale. Con alcuni fornitori, in particolare, sono state avviate procedure arbitrali con l'obiettivo di far valere il diritto di Edison di ottenere margini ragionevoli in relazione agli impegni di lungo termine, senza l'urgenza di ottenere risultati di breve che potrebbero rivelarsi penalizzanti nel medio periodo. A fine luglio, in particolare, è stato raggiunto un accordo con il partner russo Promgas per l'adeguamento del prezzo del gas alle mutate condizioni del mercato in Italia, accordo che testimonia come Edison stia cominciando ad uscire dalle difficoltà in cui si sono trovate tutte le più grandi società del gas in Europa con impegni analoghi.

Innovazione tecnologica

Cambiamenti radicali nelle tecnologie di generazione di energia elettrica esistenti o in corso di sviluppo, potrebbero renderle maggiormente competitive rispetto a quelle, pur ottime, che costituiscono il *mix* produttivo del Gruppo. Allo stesso modo, eventuali modifiche normative potrebbero influenzare l'ordine di merito degli impianti di generazione. Al fine di mitigare tali rischi, Edison compie una costante attività di monitoraggio dello sviluppo di nuove tecnologie, sia nel settore elettrico sia idrocarburi. L'azienda è altresì impegnata in un processo di *assessment* di tecnologie innovative, nel campo dell'efficienza energetica e della generazione da fonti rinnovabili. Per un approfondimento relativo alle attività in tale ambito si rimanda alla sezione "Innovazione, ricerca e sviluppo" della presente Relazione sulla gestione al 31 dicembre 2011.

Domanda di energia elettrica e gas naturale

La domanda di energia elettrica e gas naturale è generalmente legata al prodotto interno lordo. Il contesto di crisi economica globale, iniziato nel corso dell'ultimo trimestre 2008, si è successivamente propagato per tutto il 2009, anno che ha visto tassi di crescita di energia elettrica negativi rispetto ai corrispondenti mesi dell'anno precedente. Il *trend* è tornato in segno positivo nel corso del 2010 ed è proseguito nei primi nove mesi del 2011 durante i quali si sono registrati consumi di energia elettrica in leggero aumento rispetto ai corrispondenti mesi dell'anno precedente. Nell'ultimo trimestre dell'anno appena concluso tale *trend* si è invertito, facendo segnare nuovamente una diminuzione rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. Nel complesso, l'anno 2011 ha visto un livello di domanda di energia elettrica in leggero aumento rispetto al 2010, ma ancora distante da quello precedente alla citata crisi economica globale. In tale contesto è ragionevole presumere che ancora alcuni anni saranno necessari per ritornare ai livelli di domanda pre-crisi.

La domanda di gas naturale ha risentito anch'essa dell'effetto della crisi economica globale per quanto concerne i livelli di consumo registrati a partire dal 2009, anno che ha fatto segnare un brusco calo rispetto al 2008. Nel corso del 2010 il *trend* di domanda si è invertito, per tornare nuovamente in segno negativo nel corso dell'esercizio appena concluso. I consumi relativi al 2011, pertanto, sono stati complessivamente in calo rispetto a quelli del 2010, e si sono attestati ad un livello analogo a quelli del 2009 soprattutto a causa della contrazione negli usi termoelettrici e per effetto delle temperature più alte registrate ad inizio e a fine anno rispetto all'anno precedente.

La riduzione nel livello complessivo di domanda di energia ha posto una notevole pressione sui margini di commercializzazione, anche a causa dei fenomeni di pressione competitiva descritti nel paragrafo precedente, in modo particolare nel settore del gas naturale, e potrebbe impattare sull'esposizione dell'azienda verso le clausole *take-or-pay* legate ai contratti di approvvigionamento di gas a lungo termine. In base a tali clausole, infatti, Edison si impegna a ritirare ogni anno volumi minimi di gas predeterminati contrattualmente o, in caso di mancato ritiro, a pagare l'intero prezzo, o una frazione di esso, dei volumi non ritirati fino al quantitativo minimo contrattuale. Le clausole di *take-or-pay* consentono, tuttavia, a Edison di ritirare i suddetti volumi di gas prepagati negli anni contrattuali successivi. Sulla base delle previsioni elaborate internamente, il *management* ritiene di poter assorbire i volumi di gas prepagati al 31 dicembre 2011 entro i termini contrattuali applicabili, recuperando così gli anticipi di cassa erogati, al netto dei costi finanziari associati a detti anticipi.

L'attuale situazione di crisi dei debiti sovrani di alcuni paesi della zona Euro, tra cui l'Italia, mette in seria discussione una ripresa economica, nel breve termine, nel nostro paese, con possibili conseguenze anche in termini di ripresa dei consumi di energia. Un'eventuale riproposizione del *trend* negativo della domanda di energia anche per il futuro, o la possibilità che il nostro paese possa incorrere in un periodo di crescita lenta, potrebbe avere un impatto in termini di diminuzione dei volumi di vendita di energia elettrica e gas naturale da parte di Edison e, di conseguenza, riflettersi in una riduzione dei margini complessivi di vendita del Gruppo. Tra le varie attività poste in essere a questo riguardo, in aggiunta alle specifiche azioni di rinegoziazione del prezzo dei contratti di importazione del gas naturale a lungo termine in precedenza citate (paragrafo "Pressione competitiva"), il Gruppo svolge un'attività di monitoraggio sia dell'andamento del carico elettrico e dei consumi di gas, a cadenza giornaliera, sia dello scenario macroeconomico italiano ed internazionale, in funzione degli aggiornamenti pubblicati dai maggiori istituti di previsione economica-finanziaria. L'analisi di tali informazioni ha lo scopo di evidenziare, con il massimo anticipo, possibili *trend* nella domanda di energia elettrica e gas e di ottimizzare, di conseguenza, lo scenario produttivo. Inoltre, l'adozione di una strategia di diversificazione commerciale permette di contrastare, entro certi termini, uno scenario di mercato avverso.

Rischio Paese

Il gruppo Edison opera nei mercati internazionali, in particolar modo nell'area balcanica e Sud Est Europa, con la presenza di branch estere in Bulgaria, Ungheria, Romania, Repubblica Slovacca e Repubblica Ceca, dedicate alla commercializzazione dell'energia elettrica, e in Grecia, dove produce e commercializza energia elettrica in *joint venture* con il partner greco Hellenic Petroleum. Inoltre, il gruppo Edison è attivo nel settore dell'esplorazione e produzione d'idrocarburi con una presenza particolarmente rilevante in Egitto, come operatore nella produzione di gas naturale e petrolio attraverso l'esercizio della concessione *offshore* di Abu Qir, e più limitatamente in altri paesi tra i quali la Costa d'Avorio. La presenza in questi mercati internazionali espone il gruppo al cosiddetto "rischio paese", vale a dire all'insieme di rischi derivanti prevalentemente dalle differenze di tipo politico, economico, sociale, normativo e finanziario, rispetto al paese di origine. Detti rischi possono essere notevolmente diversi da quelli sostenuti operando esclusivamente nel mercato domestico e pertanto possono determinare conseguenze negative sulla redditività e sul valore degli investimenti realizzati.

In particolare, nel corso dell'esercizio appena concluso, si è assistito a un inasprimento della crisi economica che ha colpito la Grecia: il difficile scenario macro-economico, associato al conseguente peggioramento del quadro politico, ha portato al forte declassamento, da parte delle principali agenzie, del *rating* sovrano a lungo termine. Ciò ha portato, tra l'altro, alla decisione manageriale della Capogruppo

L'iniziativa Sportivi Dentro nasce dall'impegno di Edison in favore dei carcerati per la loro riabilitazione attraverso lo sport. Il progetto ha interessato alcuni detenuti della Casa di Reclusione di Opera.



di incrementare prudenzialmente, durante l'anno 2011, la componente *country risk premium* del tasso di attualizzazione associato agli investimenti in questione. Va peraltro segnalato che, pur nell'ambito dell'attuale situazione di crisi, il quadro regolatorio del mercato greco dell'energia elettrica è migliorato a partire dall'ultimo trimestre del 2010, con l'approvazione nel sistema permanente di un meccanismo di salvaguardia che assicura la copertura dei costi degli impianti di produzione di energia elettrica. Tuttavia, l'attuale situazione politica in Grecia potrebbe costituire un elemento critico per la stabilità del sistema regolatorio e pertanto continua a essere oggetto di attento monitoraggio da parte della Capogruppo. Nonostante le incertezze del quadro macroeconomico complessivo, la società è confidente che l'attuazione del programma di aiuti, concordato con l'Unione Europea, la Banca Centrale Europea e il Fondo Monetario Internazionale, assieme alle rigorose politiche fiscali adottate, o in corso di definizione, da parte del governo greco, dovrebbe permettere di ripristinare la fiducia degli investitori e di sostenere l'economia della Grecia, in vista di una definitiva ripresa del Paese.

Analogamente, gli avvenimenti che stanno attraversando da mesi diversi Paesi in Africa Settentrionale, tra cui l'Egitto, e che hanno portato a un inasprimento della tensione socio-politica interna, e le possibili ripercussioni sulla capacità di Edison di continuare a operare in condizioni di economicità, sono oggetto di costante monitoraggio da parte della Capogruppo. Ciò ha portato, tra l'altro, alla decisione manageriale di non modificare la componente *country risk premium* del tasso di attualizzazione associato agli investimenti nel paese nordafricano, incrementata prudenzialmente a fine 2010. Dal punto di vista operativo, a due anni dall'acquisizione, la produzione di gas naturale e petrolio legata all'esercizio della concessione di Abu Qir ha continuato a generare risultati economici positivi, con volumi di produzione in crescita, e a fine settembre è stato ultimato il quarto pozzo della piattaforma P-II, nonostante il difficile periodo concomitante alle tensioni socio-politiche interne.

Rischi di processo

Rischio operations

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



Edison persegue, quindi, una politica di gestione del rischio industriale comprendente attività di prevenzione e controllo dei rischi, che prevede l'adozione di standard di sicurezza specifici redatti da enti internazionalmente riconosciuti quali il *National Fire Protection Association* (NFPA) e *Factory Mutual* (FM), fermi gli adeguamenti conformi a normative nazionali e requisiti di enti locali che disciplinano la materia, unitamente a frequenti piani di revisione, *contingency planning*, gestione di parchi scorte e manutenzione. Laddove appropriato, adeguate politiche assicurative e peritali in ambito industriale, come la stipula di polizze *Erection All-Risk* e *Property All-Risk*, dotate di estensione a copertura dei danni indiretti o ritardi nella disponibilità di nuovi impianti, minimizzano le possibili conseguenze di tali eventi. Per quanto riguarda, invece, la gestione dei rischi ambientali e di sicurezza si rimanda alla sezione "Salute, sicurezza e ambiente" della presente Relazione sulla gestione al 31 dicembre 2011.

Information Technology

Complessi sistemi informativi supportano l'operatività aziendale per quanto concerne in particolare gli aspetti tecnici, commerciali e amministrativi. Aspetti di rischio sono associati all'adeguatezza di tali sistemi e all'integrità e riservatezza dei dati e delle informazioni. Il continuo sviluppo di soluzioni IT di supporto al business, l'adozione di elevati standard di sicurezza e di sistemi di autenticazione e profilazione mitigano tali rischi. Inoltre, per quanto riguarda il rischio d'interruzione dell'attività a fronte di un *fault* dei sistemi, Edison si è dotata di architetture hardware e software in configurazione ad alta affidabilità per quelle applicazioni che supportano attività critiche. In particolare, nell'ambito dei servizi forniti dall'*outsourcer*, è in corso di studio la possibilità di passare da un servizio di *disaster recovery* a un servizio di *business continuity*, che garantirebbe la prosecuzione dei processi anche in caso di evento disastroso nel centro elaborazione dati principale.

Liquidità

La gestione del rischio liquidità fronteggia il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. L'obiettivo strategico del Gruppo è di minimizzare l'impatto delle scadenze del debito finanziario attraverso il mantenimento di linee di credito disponibili e di liquidità, il tempestivo avvio delle negoziazioni sui finanziamenti in corso di maturazione nonché l'emissione di prestiti obbligazionari. Per un'analisi più dettagliata del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari di Gruppo" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2011.

Rischi strategici e di indirizzo

Investimenti di sviluppo e acquisizioni

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

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

Con riguardo a tali attività, il gruppo Edison è esposto a rischi autorizzativi, rischi di ritardo nello sviluppo o entrata in esercizio commerciale delle nuove iniziative, rischio di incremento dei costi operativi e dei costi di materiali e servizi, rischi legati a possibili cambiamenti nelle tecnologie esistenti, nonché rischi legati all'evoluzione del quadro politico e normativo di taluni Paesi stranieri in cui il Gruppo opera o intende operare in futuro (si veda in proposito il paragrafo "Rischio Paese" di questa sezione).

Per quanto concerne gli investimenti diretti nel settore idrocarburi, il Gruppo è impegnato in attività di ricerca, sviluppo e produzione di gas naturale e olio grezzo, con la finalità di aumentare le proprie riserve d'idrocarburi e sviluppare il proprio portafoglio di attività di operatore energetico integrato, e in iniziative

per lo sviluppo di campi di stoccaggio finalizzate alla sicurezza del sistema gas in Italia. In tale ambito rientra, tra l'altro, l'investimento realizzato nel corso del 2009 sul mercato egiziano del petrolio e del gas, attraverso l'acquisizione della concessione *offshore* di Abu Qir.

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

In aggiunta, le produzioni future d'idrocarburi dipendono dall'abilità del Gruppo di avere accesso a nuove riserve attraverso scoperte rese possibili dall'attività esplorativa, dal successo nelle attività di sviluppo e dall'esito delle attività di negoziazione degli accordi di concessione con i paesi proprietari delle riserve conosciute.

Ulteriori investimenti, nonché alcuni mirati disinvestimenti come parte di una strategia di razionalizzazione del portafoglio complessivo, sono previsti in futuro per il potenziamento delle attività caratteristiche, sia nel settore energia elettrica sia nel settore idrocarburi. Come ricordato in precedenza, la strategia di sviluppo prevede anche il possibile ricorso all'internazionalizzazione in Paesi al di fuori dell'Unione Europea, dove in parte il Gruppo è già presente, che possono essere caratterizzati da un quadro politico, sociale ed economico meno stabile.

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

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

Politiche e strumenti di gestione adottati

Energy Risk Policy

Governance

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

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

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

Coperture finanziarie

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

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

La gradualità dell'*Hedging* Strategico assicura la minimizzazione del rischio di esecuzione, legato alla concentrazione di tutte le coperture in una fase di mercato sfavorevole, del rischio volume, legato alla variabilità del sottostante da coprire in funzione delle migliori previsioni di volume, e del rischio operativo, legato a errori di implementazione. Inoltre, la politica del Gruppo è orientata a minimizzare il ricorso ai mercati finanziari per coperture mediante la valorizzazione dell'integrazione verticale e orizzontale delle varie filiere di business.

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

In secondo luogo, il Gruppo persegue una strategia di omogeneizzazione fra le fonti e gli impieghi fisici, in modo che le formule e le indicizzazioni a cui sono legati i ricavi derivanti dalle vendite di *commodity* energetiche riflettano per quanto possibile le formule e le indicizzazioni dei costi del Gruppo, ossia degli acquisti di *commodity* energetiche sui mercati e degli approvvigionamenti per i propri *asset* di produzione. Per gestire il rischio prezzo e cambio sull'esposizione residua del portafoglio di *asset* e contratti, il Gruppo può fare ricorso a coperture strutturate sui mercati finanziari sulla base di una strategia di *cash flow hedging*. Le coperture finanziarie possono avere origine anche da specifiche richieste delle singole business unit con la finalità di bloccare, tramite l'*Hedging* Operativo, il margine relativo ad una singola transazione o ad un insieme limitato di transazioni tra loro correlate.

Policy di Enterprise Risk Management

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

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

I risultati di sintesi per quanto concerne l'esercizio appena concluso sono commentati nel precedente paragrafo "Risk Factors".

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

Fondi per rischi ed oneri

Oltre a quanto sopra descritto relativamente alle attività di gestione e mitigazione dei rischi, il gruppo Edison, in presenza di obbligazioni attuali, conseguenti a eventi passati, che possono essere di tipo legale, contrattuale oppure derivare da dichiarazioni o comportamenti dell'impresa tali da indurre nei terzi una valida aspettativa che l'impresa stessa sia responsabile o si assuma la responsabilità di adempiere a una obbligazione, ha effettuato negli anni congrui accantonamenti in appositi fondi per rischi ed oneri presenti tra le passività di bilancio (si vedano anche le Note Illustrative al Bilancio consolidato). In particolare, nello svolgimento delle proprie attività, le società del Gruppo sono parte in procedimenti giudiziari e in alcuni contenziosi fiscali per una descrizione dei quali si rimanda al paragrafo "Stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso al 31 dicembre 2011" contenuto nel capitolo "Impegni e rischi potenziali" del Bilancio Consolidato.

ALTRE INFORMAZIONI

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

- al 31 dicembre 2011 non risultano in portafoglio azioni proprie o azioni della società controllante, neppure indirettamente tramite società fiduciarie o per interposta persona. Nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni relative ad azioni proprie o ad azioni della società controllante, neppure indirettamente tramite società fiduciarie o per interposta persona;
- il Gruppo ha intrattenuto nel corso dell'esercizio operazioni rilevanti con parti correlate, per una descrizione delle quali si rimanda al capitolo "Operazioni infragruppo e con parti correlate" contenuto nel Bilancio Consolidato;
- non sono state istituite sedi secondarie.

Le informazioni sugli assetti proprietari e sul governo societario, che includono i corrispettivi della società di revisione, sono contenute in apposito fascicolo parte integrante della documentazione di bilancio (i.e. Relazione sulla Corporate Governance 2011); i dati sulle partecipazioni, compensi e piani di *stock option* degli amministratori e sindaci, sono contenuti nel fascicolo della Relazione annuale sulla Remunerazione.

PROPOSTA DI DELIBERAZIONE

Signori Azionisti,

il bilancio separato al 31 dicembre 2011 della Vostra società chiude con una perdita di euro 895.549.190,64.

Se concordate con i criteri seguiti nella redazione del Bilancio e con i principi e metodi contabili ivi utilizzati, Vi proponiamo di adottare le seguenti deliberazioni:

“L’assemblea degli azionisti

- esaminato il bilancio separato della società ed il bilancio consolidato del gruppo al 31 dicembre 2011, nonché la relazione degli amministratori sulla gestione e la relazione sul governo societario e sugli assetti proprietari;
- vista la relazione del collegio sindacale all’assemblea di cui all’art. 153 del decreto legislativo 58/1998 (tuf);
- viste le relazioni della società di revisione al bilancio separato e al bilancio consolidato al 31 dicembre 2011;
- tenuto conto che per effetto della transizione e dell’applicazione dei principi IFRS il patrimonio netto al 31 dicembre 2011 della società comprende riserve indisponibili ex artt. 6 e 7 del decreto legislativo 38/2005;

delibera

PRIMA DELIBERAZIONE

di approvare il bilancio separato della società dell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2011, nel suo insieme e nelle singole appostazioni.

SECONDA DELIBERAZIONE

di ripianare la perdita di euro 895.549.190,64 mediante utilizzo:

- della riserva per contributi investimenti ex art. 55 TUIR per euro 3.770.174,10;
- della riserva per avanzo di fusione per euro 7.292.233,12;
- della riserva utili portati a nuovo per euro 799.739.595,79;
- della riserva da iscrizione in transizione delle attività materiali al “fair value” quale sostituto del costo ex art. 7.6 D.Lgs. 38/2005 per euro 84.747.187,63, che quindi residua per euro 382.362.099,36.”

Milano, 13 febbraio 2012

Per il Consiglio di Amministrazione
L’Amministratore delegato
 Bruno Lescoeur

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI EDISON SPA AI SENSI DELL'ART. 153 DEL D.LGS. 58/98

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011 il Collegio Sindacale di Edison S.p.A. (la "**Società**" o "**Edison**") ha svolto la propria attività di vigilanza in conformità alla legge, adeguando l'operatività ai principi di comportamento del collegio sindacale nelle società di capitali con azioni quotate nei mercati regolamentati raccomandati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili ed alle comunicazioni Consob in materia di controlli societari e di attività del collegio sindacale.

* * *

Il Collegio Sindacale in carica è stato nominato dall'Assemblea del 26 aprile 2011 in base alle previsioni dello Statuto, come modificato dall'Assemblea del 26 giugno 2007 che ha recepito la disposizione normativa che richiede di eleggere il Presidente del Collegio nell'ambito dei sindaci nominati dalla lista di minoranza. Il Collegio Sindacale terminerà il proprio mandato con l'assemblea di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2013 della Società.

I componenti del Collegio Sindacale hanno rispettato il limite al cumulo degli incarichi previsto dallo Statuto e dall'art. 144-terdecies del Regolamento Emittenti Consob n. 11971, adempiendo nel corso dell'anno ai relativi obblighi di informativa alla Consob.

Per quanto attiene ai compiti di revisione legale, l'assemblea del 26 aprile 2011 ha conferito, su proposta motivata del Collegio Sindacale, l'incarico alla società di revisione Deloitte & Touche S.p.A. a norma del D.Lgs. 58/1998 e del D.Lgs. n. 39/2010, alle cui relazioni si rimanda. L'incarico alla società di revisione avrà la durata di nove esercizi (2011 – 2019) come previsto dalle attuali disposizioni.

* * *

Avuto riguardo alle modalità con cui si è svolta l'attività di nostra competenza nel corso dell'esercizio in esame, diamo atto di avere:

- partecipato alle riunioni dell'Assemblea degli Azionisti e del Consiglio di Amministrazione, tenutesi nel corso dell'esercizio ed ottenuto dagli Amministratori tempestive ed idonee informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per dimensioni e caratteristiche, effettuate dalla Società e dalle sue controllate;
- acquisito gli elementi di conoscenza necessari per svolgere l'attività di nostra competenza sull'osservanza della legge e dello Statuto, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sul grado di adeguatezza della struttura organizzativa della Società, mediante indagini dirette, raccolta di informazioni dai responsabili delle funzioni interessate, periodici scambi di informazioni con la società incaricata della revisione legale dei conti annuali e consolidati, partecipazione alle riunioni del Comitato per il Controllo Interno, del Comitato per la Remunerazione e dell'Organismo di Vigilanza;
- vigilato sul funzionamento e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e sull'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, sotto il profilo, in particolare, dell'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare i fatti di gestione;
- provveduto ad adeguare le funzioni di competenza del Collegio Sindacale, al quale l'art. 19 del D.Lgs. n. 39/2010 attribuisce il ruolo di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", alle disposizioni dettate dalla norma citata, effettuando, ai sensi della medesima norma, l'attività di vigilanza ivi prevista con riferimento: a) al processo di informativa finanziaria; b) all'efficacia dei sistemi di controllo interno, di revisione interna e di gestione del rischio; c) alla revisione legale dei conti annuali e consolidati; d) all'indipendenza della società di revisione legale, mediante indagini dirette, ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni, analisi dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione;
- in tale contesto abbiamo: recepito quanto riferitoci in relazione alle verifiche trimestrali sulla corretta tenuta della contabilità sociale svolte dalla società incaricata della revisione legale dei conti; ricevuto dalla stessa società di revisione le Relazioni previste dall'art. 14 e dall'art. 19, terzo comma, del D.Lgs. n. 39/2010; ricevuto dalla medesima società di revisione la "Conferma annuale dell'indipendenza" ai

- sensi dell'art. 17, comma nove, lett. a) del D.Lgs. n. 39/2010; analizzato, ai sensi del medesimo art. 17, comma nove, lett. a) del D.Lgs. n. 39/2010, i rischi relativi all'indipendenza della società di revisione legale dei conti e le misure da essa adottate per limitare tali rischi;
- monitorato la funzionalità del sistema di controllo sulle società del Gruppo e l'adeguatezza delle disposizioni ad esse impartite, anche ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. n. 58/1998;
 - monitorato le concrete modalità di attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina delle società quotate promosso da Borsa Italiana SpA, come adottate dalla Società;
 - vigilato sulla conformità della procedura interna riguardante le Operazioni con Parti Correlate, entrata in vigore dal 1 gennaio 2011, ai principi indicati nel Regolamento approvato dalla CONSOB con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche, nonché sulla sua osservanza, ai sensi dell'art. 4, comma sei, del medesimo Regolamento;
 - verificato l'osservanza delle norme di legge e regolamentari inerenti la formazione e l'impostazione degli schemi del bilancio separato e del bilancio consolidato, nonché dei relativi documenti di corredo;
 - accertato l'adeguatezza, sotto il profilo del metodo, del processo di *impairment* posto in essere per riscontrare l'esistenza di eventuali perdite di valore sugli attivi iscritti a bilancio;
 - verificato che la Relazione degli Amministratori sulla gestione per l'esercizio 2011 risulti conforme alle leggi e ai regolamenti vigenti, coerente con le deliberazioni adottate dal Consiglio di Amministrazione e con i fatti rappresentati dal bilancio separato e da quello consolidato. La Relazione semestrale consolidata non ha richiesto osservazioni da parte del Collegio Sindacale. La Relazione semestrale e le Relazioni trimestrali hanno avuto la pubblicità prevista dalla legge e dai regolamenti vigenti.

* * *

Le specifiche indicazioni da fornire con la presente Relazione vengono elencate nel seguito, secondo quanto previsto dalla Comunicazione Consob del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti.

1. Sulla base delle informazioni ricevute e delle analisi condotte dal Collegio, tra le operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale poste in essere, anche per il tramite di società controllate, che sono state esaminate ed approvate dal Consiglio d'Amministrazione e di cui è stata data informazione nella Relazione sulla Gestione predisposta dagli Amministratori, possiamo in sintesi menzionare le seguenti:
 - in data 11 febbraio 2011 Edison ha concluso positivamente la rinegoziazione con ENI del prezzo del contratto di fornitura di gas a lungo termine di origine norvegese, scaduto poi a fine 2011;
 - in data 22 aprile 2011 Edison ha ceduto a ExxonMobil Italiana Gas S.r.l. e Qatar Terminal Ltd il 2,703% del capitale sociale di Terminale GNL Adriatico S.r.l. a seguito di un'opzione di *tag along*, ad un prezzo pari a 78 milioni di euro e fermo restando gli accordi riguardanti la disponibilità ad Edison fino al 2023 del 80% della capacità di rigassificazione del terminale;
 - in data 13 giugno 2011 Edison ha sottoscritto un contratto di finanziamento per 700 milioni di euro con un *pool* di banche, con una durata massima di diciotto mesi;
 - in data 17 giugno 2011 l'agenzia di rating Moody's ha confermato il merito di credito a lungo termine di Edison a Baa3 e rivisto l'*outlook* da stabile a negativo mentre in data 21 giugno 2011 l'agenzia di rating Standard & Poor's ha posto il merito del credito a lungo termine BBB sotto un "*credit watch developing*";
 - in data 21 luglio 2011 Edison ha sottoscritto con Promgas l'accordo di rinegoziazione del prezzo di acquisto a lungo termine di gas proveniente dalla Russia, con un impatto positivo sul risultato lordo del 2011 di circa 200 milioni di euro;
 - in data 10 ottobre 2011 Edison ha perfezionato con ILVA (Gruppo Riva) la cessione dell'intero capitale sociale di Taranto Energia S.r.l., società nella quale Edison ha conferito le centrali termoelettriche CET2 e CET3 situate all'interno dello stabilimento ILVA di Taranto, con l'incasso del prezzo di 164 milioni di euro;
 - in data 5 dicembre 2011 Standard & Poor's ha modificato il rating di lungo e breve termine di Edison da BBB/A-2 a BBB-/A-3 con *credit watch* negativo ed in data 7 dicembre 2011 Moody's ha posto in revisione il *rating* della Società per un possibile *downgrade*; tali revisioni dei rating sono state motivate soprattutto dalla perdurante debolezza del mercato del gas e dall'incertezza determinata dai ritardi cumulati dagli azionisti Edison nel trovare un accordo per la ridefinizione della *governance* della Società;

- in data 26 dicembre 2011 è stato sottoscritto da Electricité de France (“EDF”), A2A S.p.A. (“A2A”), Delmi S.p.A. (“Delmi”) ed Edison l'accordo di principi avente a oggetto la riorganizzazione delle partecipazioni in Edison ed in Edipower S.p.A. (“Edipower”), più ampiamente commentato nel prosieguo della presente relazione;
- in data 28 dicembre 2011 Edison ha versato, per la parte di propria competenza, un finanziamento soci fruttifero per euro 550 milioni a favore di Edipower;
- ad inizio 2012 Edison ha firmato con il GSE l'intesa per la risoluzione anticipata, con efficacia dal 1 gennaio 2013, della convenzione CIP 6/92 relativa all'impianto CET3 di Piombino, secondo quanto previsto dal decreto ministeriale 2 dicembre 2009 e 23 giugno 2011, così completando il processo di risoluzione volontaria delle convenzioni CIP 6/92 iniziato nel 2010;
- nel corso del 2011 la produzione di gas ha fatto registrare un aumento del 14,2% principalmente grazie alla concessione di Abu Qir.

Permane la situazione di margini unitari di vendita negativi nell'attività di compra-vendita di gas in conseguenza (i) da un lato della pressione competitiva sui prezzi legata all'aumento della concorrenza, all'eccesso di offerta e ad alla grande disponibilità di volumi di gas spot a prezzi più bassi rispetto a quelli dei tradizionali contratti di acquisto di gas a lungo termine e (ii) dall'altro lato della riduzione della domanda di gas naturale in Italia rispetto ai livelli precedenti alla crisi economica del 2009. L'interruzione delle importazioni dalla Libia nel 2011 hanno, peraltro, avuto l'effetto di ridurre significativamente l'importo degli anticipi in essere a fronte di clausole *take or pay*, scesi ad un importo complessivo di anticipi pagati pari a 67 milioni di euro (contro i 91 milioni di euro del 31 dicembre 2010) e di impegni ancora da liquidare alle controparti pari a 79 milioni di euro (contro i 140 milioni al 31 dicembre 2010). A questo riguardo, dopo la positiva conclusione nel 2011 delle rinegoziazioni relative al gas di fonte norvegese e russa, Edison sta conducendo specifiche attività di rinegoziazione dei prezzi del gas, come previsto dalle clausole dei contratti in essere, con i fornitori del gas naturale di fonte qatarina, libica ed algerina ed ha avviato con tutti questi fornitori anche le procedure arbitrali previste dai relativi contratti, con l'obiettivo di far valere il proprio diritto di ottenere margini ragionevoli sul proprio portafoglio di contratti pluriennali di importazione.

2. Le caratteristiche delle operazioni infragruppo e con parti correlate poste in essere nel corso del 2011, i soggetti coinvolti ed i relativi effetti economici sono adeguatamente indicati nella sezione “Operazioni infragruppo e con parti correlate” del Bilancio Consolidato 2011, a cui il Collegio rinvia. Al riguardo il Collegio non ha individuato nel corso delle proprie verifiche operazioni atipiche e/o inusuali effettuate con terzi e/o con parti correlate.

Si evidenzia che il Consiglio d'Amministrazione della Società del 3 dicembre 2010 ha adottato, in conformità a quanto prescritto dalla Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modificazioni ed integrazioni, una nuova procedura interna che disciplina il procedimento decisionale e la disciplina informativa riguardante le Operazioni con Parti Correlate (la “Procedura”), entrata in vigore a decorrere dal 1 gennaio 2011.

La Procedura individua diverse categorie di tali operazioni e prevede per ciascuna di esse una specifica modalità di validazione ed attuazione, secondo un procedimento in dettaglio illustrato nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2011 di Edison, alla quale si rimanda. In tale ambito la Società ha istituito il Comitato Indipendenti, composto da tre amministratori indipendenti, che si esprime sull'interesse, convenienza e correttezza sostanziale delle operazioni con parti correlate effettuate dalla Società e dalle sue controllate, a seconda della loro tipologia. Esso ha tenuto 4 riunioni nel corso del 2011 ed una a gennaio 2012 prima di attivarsi come Presidio Alternativo in relazione all'Operazione di Maggiore Rilevanza di seguito descritta. A tal proposito si dà atto che la Società ha pubblicato in data 22 febbraio 2012 il documento informativo relativo a tale Operazione di Maggiore Rilevanza come richiesto dall'art. 5 del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010.

Ai sensi dell'articolo 4 comma 6 del regolamento Consob approvato con la citata delibera n. 17221/2010, Vi confermiamo di aver vigilato i) sulla conformità della procedura adottata dalla Società ai principi indicati nel citato Regolamento e sulla sua osservanza nonché ii) in merito alla congruità ed alla rispondenza all'interesse della Società delle operazioni infragruppo e con parti correlate.

In data 24 gennaio 2012 il Consiglio d'Amministrazione di Edison ha approvato, per quanto di propria competenza, l'accordo di principi sottoscritto in data 26 dicembre 2011 ed avente a oggetto la riorganizzazione delle partecipazioni in Edison ed in Edipower (l'“**Operazione**”).

In particolare, in base a tali accordi è prevista l'esecuzione contestuale delle seguenti transazioni:

1. l'acquisizione da parte di EDF del 50% del capitale di Transalpina d'Energia S.p.A. (“**TdE**”) detenuta da Delmi, ad un prezzo implicito pari ad Euro 0,84 per ciascuna azione Edison;
2. l'acquisizione da parte di Delmi del 70% del capitale di Edipower, detenuto da Edison (50%) e da Alpiq S.a. (“**Alpiq**”)(20%);
3. la sottoscrizione di un contratto di somministrazione di gas naturale tra Edison ed Edipower per la copertura del 50% del fabbisogno di gas di Edipower per i prossimi sei anni, a condizioni di mercato, oggetto di revisione ogni anno.

Il contratto di cessione delle partecipazioni Edipower (la “**Transazione Edipower**”) è stato sottoscritto in data 15 febbraio 2012 tra Edison, Alpiq e Delmi e prevede un prezzo di cessione di tali azioni di circa 604 milioni di euro per la quota di Edison, da corrispondersi alla data del *closing*, previsto entro il 30 giugno 2012, contestualmente al rimborso ad Edison del finanziamento di 550 milioni di euro concesso a fine 2011 ad Edipower ed alla sottoscrizione del citato contratto di somministrazione di gas (“**Contratto Gas**”).

Si tratta di una transazione posta in essere tra Parti Correlate la quale, per il superamento delle soglie dimensionali indicate dalla Procedura delle operazioni tra Parti Correlate, costituisce un'“Operazione di Maggiore Rilevanza”.

L'art. 10.9 della Procedura prevede, per tali operazioni, che il Comitato Indipendenti (ovvero uno o più dei suoi componenti dallo stesso delegato) debba essere coinvolto nella fase delle trattative e nella fase istruttoria dell'operazione attraverso la ricezione di un flusso informativo completo e tempestivo ed abbia la facoltà di richiedere informazioni e formulare osservazioni ai soggetti incaricati della conduzione delle trattative o dell'istruttoria.

Poiché, come comunicato da Edison, la Società non ha partecipato alle discussioni che hanno condotto all'intesa di principi siglata il 26 dicembre 2011, pure il Comitato Indipendenti risulta non aver partecipato alle trattative che hanno portato alla negoziazione del predetto accordo ed alla fissazione del prezzo di vendita di Edipower da parte di Edison.

In relazione all'incertezza circa la sussistenza dei requisiti di non correlazione dell'Amministratore Indipendente sig. Mario Cocchi, dopo aver acquisito un parere legale in merito, gli altri componenti del Comitato Indipendenti (Prof. Gian Maria Gros Pietro ed Avv. Gregorio Gitti) hanno deliberato unanimemente l'attivazione del Presidio Alternativo al Comitato Indipendenti (“**Presidio Alternativo**”) costituito dai residui due Amministratori Indipendenti, il quale ha reso al Consiglio d'Amministrazione del 24 gennaio 2012 il proprio parere positivo circa l'interesse della Società al compimento della Transazione Edipower nonché sulla convenienza e la correttezza sostanziale delle relative condizioni, con il supporto del giudizio sulla congruità dei valori emesso nelle *fairness opinion* di due banche d'affari (Goldman Sachs e Rothschild).

L'esecuzione del contratto di cessione di Edipower è subordinata, direttamente od indirettamente, all'avveramento di alcune condizioni sospensive ed in particolare, oltre al rilascio dell'autorizzazione anti-trust, alla conferma da parte di Consob che il prezzo dell'offerta pubblica d'acquisto sulle azioni Edison che dovrà essere lanciata da EDF a seguito dell'Operazione non sia superiore a Euro 0,84 per azione. A tale proposito, come da suo comunicato del 24 febbraio 2012, Consob sta svolgendo i propri accertamenti al fine di poter escludere che dalle altre operazioni correlate al passaggio di proprietà delle azioni Edison possa derivare una componente di remunerazione aggiuntiva rispetto al prezzo della transazione su azioni Edison dichiarata in Euro 0,84 per azione.

In tale contesto gli Amministratori della Società hanno ritenuto l'operazione di cessione di Edipower “altamente probabile” e pertanto hanno classificato nel proprio bilancio separato e consolidato, ai sensi dell'IFRS 5, la partecipazione e gli asset di Edipower tra le *discontinued operation*, rappresentando gli stessi circa un terzo della capacità produttiva elettrica del Gruppo Edison.

La congruità dal punto di vista finanziario del prezzo di cessione di Edipower è stata oggetto, oltre che delle già menzionate *fairness opinion* degli *advisor* del Presidio Alternativo (Goldman Sachs e Rothschild), anche di un parere emesso da Lazard & Co. S.r.l. nella sua qualità di *advisor* di Edison.

Tale parere conferma la congruità del corrispettivo che Edison riceverà per la transazione su Edipower, utilizzando come principale metodo di valutazione l'analisi dei flussi di cassa attualizzati (*Discounted Cash Flow*) e come metodologie secondarie un'analisi delle transazioni comparabili ed una basata sui multipli di mercato di società comparabili.

Lazard & Co. S.r.l. evidenzia talune criticità incontrate nell'esercizio della propria valutazione (rilevate nella sostanza anche dagli *advisors* del Presidio Alternativo), che si ritiene opportuno menzionare anche qui:

- i) le analisi finanziarie sono state eseguite *"sulla base di proiezioni che riflettono il presupposto secondo cui Edipower opera come operatore merchant, ossia producendo elettricità per proprio conto e rivendendola sul mercato"*. In realtà fino al 31 dicembre 2011 Edipower ha operato nel quadro di un *Tolling Agreement* per la maggior parte dei suoi impianti termoelettrici e di un *Power Purchase Agreement* per i suoi impianti idroelettrici, ovvero producendo elettricità per conto dei suoi azionisti senza essere esposta ai rischi di mercato (domanda di elettricità e prezzi della materia prima); pertanto, i risultati storici di Edipower non sono confrontabili con le proiezioni relative agli anni dal 2012 in avanti;
- ii) non sono state fornite riconciliazioni tra i risultati finanziari certificati dai revisori ed i risultati 2011 *pro forma* (nonché le proiezioni per gli esercizi 2012-2019 fornite da Edison) predisposti assumendo che Edipower operasse come generatore *merchant*. Infatti, i risultati *pro forma* non sono stati esaminati dai revisori contabili di Edipower nè verificati autonomamente da Lazard & Co. S.r.l.;
- iii) l'attuale situazione macro-economica negativa, a livello globale e nazionale, nonché i cambiamenti e le incertezze che interessano il settore della produzione elettrica in Italia, *"minano l'affidabilità di qualsiasi ipotesi macro-economica o industriale a lungo termine. Piccole variazioni di tali ipotesi hanno un impatto significativo sui risultati finanziari di Edipower e, di conseguenza, sulla sua valutazione"*.

Il valore di carico della partecipazione e degli attivi Edipower nel bilancio separato e consolidato di Edison è stato adeguato al prezzo di cessione stabilito per Edison nella Transazione Edipower e tale svalutazione ha determinato in modo pressochè integrale il risultato negativo 2011 delle Discontinued Operations di euro 510 milioni nel bilancio separato e di euro 591 milioni nel bilancio consolidato. In relazione al Contratto Gas, il Presidio Alternativo ha fornito propri pareri ai sensi della Procedura in data 24 gennaio 2012 e 13 febbraio 2012 rilevando che la bozza contrattuale negoziata tra Edison ed Edipower (da sottoscrivere al closing in via definitiva) risulta *"nell'interesse della Società, prevede prestazioni secondo condizioni di mercato ed è correttamente stipulato"*.

La Transazione Edipower ed il Contratto Gas sono stati oggetto di approvazione unanime da parte del Consiglio d'Amministrazione nelle riunioni del 24 gennaio e 13 febbraio 2012, con l'eccezione del Consigliere Indipendente Sig. Mario Cocchi, astenutosi per carenza di informativa nella riunione del 24 gennaio ed assente giustificato in quella del 13 febbraio, il quale ha espresso con lettera del 23 febbraio 2012 il suo motivato dissenso rispetto alla Transazione Edipower, richiedendo che esso fosse annotato nel libro dei verbali del Consiglio d'Amministrazione.

* * *

3. La società di revisione Deloitte & Touche S.p.A. ha emesso in data 9 marzo 2012 le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. n. 39 del 27 gennaio 2010, nelle quali è attestato che il bilancio separato ed il bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 sono redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico e le altre componenti di conto economico complessivo, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa della Società e del Gruppo nonché è attestato che la Relazione sulla Gestione e le informazioni di cui all'art. 123-bis, comma 4 del D.Lgs. n. 58/1998 contenute nella Relazione sul Governo Societario e sugli Assetti Proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Società e con il bilancio consolidato del Gruppo. Le relazioni contengono un richiamo d'informativa in merito alla già descritta operazione di riassetto societario di Edison ed Edipower.
4. Nel corso dell'esercizio 2011 il Collegio non ha ricevuto denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c., nè ha ricevuto esposti da parte di terzi.

5. Con l'approvazione del bilancio 2010 da parte dell'Assemblea del 26 aprile 2011 è venuto a scadenza l'incarico di revisione legale svolto dalla società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. e l'Assemblea ha conferito tale incarico per il periodo 2011-2019 alla società di revisione Deloitte & Touche S.p.A.. Si rileva che, nel corso del 2011, sono stati conferiti da Edison:
- alla società di revisione Pricewaterhouse Coopers S.p.A. prima della sua scadenza i seguenti incarichi ulteriori nell'ambito della revisione:
 - a. euro 135.000,00 per integrazione delle attività 2011 relative alle procedure arbitrali della rinegoziazione di contratti di acquisto di gas a lungo termine;
 - b. euro 8.000,00 per verifiche relative agli accordi con F.lli Ciccolella S.p.A.;
 - alla società di revisione Deloitte & Touche S.p.A. i seguenti incarichi ulteriori nell'ambito della revisione:
 - c. euro 50.000,00 per l'attività di revisione del bilancio di sostenibilità
 - d. euro 6.430,00 per le verifiche sul tariffario 2010 Espatriati Egitto e Croazia;
 - e. euro 19.285,00 per le verifiche sul tariffario 2010 Personale JV Gas Italia;
 - f. euro 19.285,00 per le verifiche sul tariffario 2010 Personale JV Gas Estero;
- e dalle società controllate da Edison:
- alla società di revisione Deloitte & Touche S.p.A. i seguenti incarichi ulteriori nell'ambito della revisione:
 - h. euro 25.650,00 per attività di revisione della branch norvegese di Edison International S.p.A.;
 - i. euro 10.500,00 per attività di revisione dei ricavi e costi stoccaggio di Edison Stoccaggio S.p.A.;
 - j. euro 1.500,00 per attività relativa a una gara Consip di Edison Energia S.p.A.;
 - k. euro 1.200,00 per attività di ripresentazione dichiarazione fiscale di Compagnia Energetica Bellunese S.p.A.;
 - l. euro 1.200,00 per attività di ripresentazione dichiarazione fiscale di Compagnia Energetica Lombarda S.p.A. in liquidazione;

Per completezza si rileva che nel corso del 2011 società appartenenti alla rete del revisore Deloitte & Touche hanno svolto le seguenti attività per incarichi già in essere al momento di conferimento dell'incarico di revisione:

- assistenza e manutenzione evolutiva di alcune applicazioni, per euro 93.330,00;
- analisi e sviluppo per l'integrazione di alcuni sistemi applicativi, per euro 43.850,00;
- supporto ad aspetti tributari di una possibile riorganizzazione delle attività di Edison International ed assistenza fiscale in relazione a personale espatriato, per euro 49.556,00.

Inoltre, il Collegio Sindacale ha vigilato sull'indipendenza della società di revisione, anche ai sensi dell'art. 19 del D.Lgs. n. 39/2010, accertando il rispetto delle disposizioni normative in materia, nonché la compatibilità con le limitazioni previste dalla legge per i servizi diversi dalla revisione legale prestati ad Edison S.p.A. ed alle sue controllate, rilevando che nel corso dell'esercizio non sono stati conferiti incarichi significativi ai soggetti appartenenti alla medesima rete della società di revisione.

6. Nel corso del 2011 il Collegio ha rilasciato pareri ai sensi di legge in merito a remunerazioni attribuite ad amministratori investiti di particolari cariche, come stabilite dal Consiglio d'Amministrazione su proposta del Comitato per la Remunerazione.
- Per il dettaglio dei compensi complessivi corrisposti ai componenti del Consiglio d'Amministrazione si rimanda all'apposita sezione della Relazione sul Governo Societario e sugli Assetti Proprietari.
- Inoltre, nella riunione del 2 marzo 2011 il Collegio Sindacale, preso atto delle conclusioni derivanti dall'esame delle proposte tecniche ed economiche ricevute e dell'intero processo di approfondimento e selezione delle proposte stesse, ha emesso il proprio parere motivato all'Assemblea individuando quale migliore offerta per il conferimento dell'incarico di revisione legale, quella della Deloitte & Touche S.p.A..
7. Nell'esercizio delle proprie funzioni, al fine di acquisire le informazioni strumentali allo svolgimento dei propri compiti di vigilanza, il Collegio Sindacale:
- si è riunito con frequenza regolare ed ha redatto n. 13 verbali relativi all'attività effettuata;
 - ha partecipato a tutte le riunioni del Consiglio d'Amministrazione (n. 14), ottenendo dagli Amministratori in via continuativa informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle società controllate;

- ha partecipato, tramite il Presidente, alle riunioni del Comitato per il Controllo Interno (n. 6) e del Comitato per la Remunerazione (n. 7);
 - ha partecipato all'Assemblea della Società tenutasi il 26 aprile 2011;
 - ha avuto rapporti con gli organi di controllo delle società controllate ai sensi dell'art. 151 del D.Lgs. n. 58/1998, anche attraverso una riunione congiunta con gli stessi;
 - ha partecipato alle riunioni dell'Organismo di Vigilanza del Modello Organizzativo ex lege 231/2001, al fine di un reciproco scambio di informazioni.
8. Il Collegio Sindacale ha acquisito conoscenza e vigilato sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, assicurandosi che le operazioni deliberate e poste in essere dagli Amministratori fossero conformi alla legge ed allo statuto sociale, fossero ispirate a principi di razionalità economica, e non fossero manifestamente imprudenti od azzardate, in conflitto d'interessi con la Società, in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio aziendale.
- Risultano, tra l'altro, riservate alla esclusiva competenza del Consiglio d'Amministrazione le operazioni significative con parti correlate, nell'ambito delle quali il Consiglio medesimo ha ritenuto di farvi rientrare, oltre alle operazioni con l'azionista di controllo Transalpina d'Energia S.r.l. ("TdE") ed i soci di TdE, a cascata anche quelle con i soci dei soci di TdE e le società del gruppo di appartenenza di tali soggetti, che sono state definite "**Parti Rilevanti**". Su tale argomento si rimanda a quanto descritto in precedenza al punto 2., precisando che le anzidette Parti Rilevanti sono state tutte considerate Parti Correlate ai fini della nuova procedura approvata a seguito della Delibera Consob n. 17221/2010.
- Il Collegio ritiene che gli strumenti e gli istituti di *governance* adottati dalla Società rappresentino un valido presidio al rispetto dei principi di corretta amministrazione nella prassi operativa.
9. In merito all'adeguatezza della struttura organizzativa della Società e del Gruppo, la vigilanza del Collegio Sindacale si è svolta attraverso la conoscenza della struttura organizzativa e mediante raccolta di informazioni dalle strutture preposte, incontri con i responsabili delle diverse funzioni aziendali, con la Direzione dei Sistemi di Controllo Interno e con la società di revisione ai fini del reciproco scambio di dati ed informazioni.
- Al Consiglio d'Amministrazione, anche attraverso gli organi da esso delegati, spetta la gestione della Società. Al fine di rafforzarne il ruolo gestorio sono state riservate alla sua competenza (e non sono quindi delegabili a singoli amministratori) una serie di materie particolarmente significative riguardanti Edison S.p.A. e le società controllate da Edison S.p.A..
- Al Presidente ed all'Amministratore Delegato spettano, per statuto, la legale rappresentanza nei confronti dei terzi ed in giudizio.
- Al Presidente non sono assegnate deleghe operative e gli sono riservati compiti istituzionali, di indirizzo e di controllo. All'Amministratore Delegato sono stati attribuiti ampi poteri per la gestione della Società. La struttura organizzativa della Società e del Gruppo è definita dall'Amministratore Delegato e diffusa tramite un sistema di comunicazioni organizzative che individuano i dirigenti responsabili delle diverse direzioni e *business unit* e da un sistema di procure coerente con le responsabilità assegnate, le cui linee guida di attribuzione sono confermate nell'ambito del Modello 231/2001. Con analoghe comunicazioni organizzative, emesse a cura dei direttori delle diverse Direzioni e *business unit*, con presa visione da parte dell'Amministratore Delegato, vengono definiti gli assetti organizzativi a livello maggiormente operativo. Le comunicazioni organizzative sono disponibili a tutti i dipendenti sull'*intranet* aziendale.
10. Con riferimento alla vigilanza sull'adeguatezza ed efficacia del sistema di controllo interno, anche ai sensi dell'art. 19 del D.Lgs. n. 39/2010, il Collegio ha avuto incontri periodici con i responsabili della Direzione Sistemi di Controllo Interno e di altre funzioni aziendali e, tramite la partecipazione del Presidente del Collegio alle relative riunioni, con il Comitato per il Controllo Interno e l'Organismo di Vigilanza del Modello 231/2001.

Il sistema di controllo interno di Edison è costituito da un insieme strutturato e organico di regole, procedure e strutture organizzative che pervade tutta la Società, con la finalità di prevenire o limitare le conseguenze di risultati inattesi e di consentire il raggiungimento degli obiettivi strategici ed operativi (ovvero di coerenza delle attività con gli obiettivi, di efficacia ed efficienza delle attività e di salvaguardia del patrimonio aziendale), di conformità alle leggi e ai regolamenti applicabili (*compliance*) e di corretta e trasparente informativa interna e verso il mercato (*reporting*).

Spetta al Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza del Comitato per il Controllo Interno, (i) definire le linee guida del sistema di controllo interno, (ii) esaminare periodicamente i principali rischi aziendali identificati dall'Amministratore Delegato cui spetta anche l'esecuzione alle linee di indirizzo del sistema di controllo interno, e (iii) valutare, almeno con cadenza annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno.

Nell'ambito del sistema dei controlli è prevista la funzione di Internal Auditing finalizzata ad assistere il Consiglio di Amministrazione e il Comitato per il Controllo Interno, nonché il *management* aziendale; al responsabile di tale funzione il Consiglio di Amministrazione ha assegnato alla Direzione dei Sistemi di Controllo Interno il ruolo di Preposto al controllo interno, con il compito di valutare l'adeguatezza e l'efficacia del complessivo sistema dei controlli interni. L'attività del Preposto al Controllo Interno si esplica principalmente attraverso un piano annuale di interventi di *audit* e di *compliance*, nonché di monitoraggio della effettiva esecuzione delle raccomandazioni emesse negli interventi di verifica (*follow up*).

Il Gruppo si avvale inoltre di altri strumenti a presidio degli obiettivi operativi e degli obiettivi di *compliance*, tra cui un sistema strutturato e periodico di pianificazione, controllo di gestione e *reporting*, una struttura di *governance* dei rischi finanziari (principalmente rischi *commodity* e di cambio), un sistema di gestione dei rischi aziendali secondo i principi *dell'Enterprise Risk Management* (ERM), nonché il modello di controllo contabile ex lege 262/2005 in materia di informazione finanziaria.

Con riferimento all'ERM, risulta identificata una mappa dei principali rischi aziendali attraverso un'attività strutturata di *risk mapping* e di *risk scoring* realizzata mediante un processo di auto-valutazione dei rischi che ha coinvolto tutti i responsabili di Direzioni e *business unit*.

Al *Risk Officer* di Edison è affidata la responsabilità di coordinare il processo di gestione dei rischi, supportando il *management* nel processo di definizione della strategia complessiva, delle politiche di rischio e nell'analisi, identificazione, valutazione e gestione dei rischi stessi, nonché nella definizione e gestione del relativo sistema di controllo e *reporting*.

Il Collegio ha periodicamente rivisto l'evoluzione della mappatura dei rischi secondo la metodologia ERM con i responsabili della funzione a ciò preposta.

Edison ha approvato il modello organizzativo previsto dal decreto legislativo 231/2001 ("Modello 231"), finalizzato a prevenire la possibilità di commissione degli illeciti rilevanti ai sensi del decreto e, conseguentemente, la responsabilità amministrativa della società. Il Modello 231 adottato, di cui è parte integrante il Codice Etico, partendo dall'analisi delle attività aziendali finalizzata ad individuare le attività potenzialmente a rischio, è un insieme di principi generali, regole di condotta, strumenti di controllo e procedure organizzative, attività formativa e informativa e sistema disciplinare, finalizzato ad assicurare, per quanto possibile, la prevenzione della commissione di reati. Il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Organismo di vigilanza ("OdV"), cui è stato affidato il compito di vigilare sul corretto funzionamento del Modello 231 e di curarne l'aggiornamento; esso riferisce semestralmente al Consiglio di Amministrazione e al Collegio sindacale. L'OdV è composto da un professionista esterno, nel ruolo di presidente, e da due amministratori indipendenti ed alle sue riunioni (n. 4 nel corso del 2011) ha partecipato anche il Presidente del Collegio Sindacale.

La Società è dotata da tempo di una procedura per la gestione interna e per la comunicazione all'esterno di documenti ed informazioni relativi all'emittente, in particolare riferita alle informazioni di natura privilegiata, che è parte integrante del Modello 231. Per risultare maggiormente inerente alle modifiche legislative introdotte in sede di recepimento della disciplina comunitaria in materia di *market abuse*, la procedura è stata emendata nel 2010 per essere adeguata a talune esigenze operative che si sono manifestate nel corso della sua applicazione.

In tema di *internal dealing*, fermi rimanendo gli obblighi relativi alla disciplina del *market abuse*, il Consiglio di Amministrazione ha introdotto, a sensi di legge, in specifici periodi dell'anno, un obbligo di astensione dal compimento di operazioni sugli strumenti finanziari emessi dalla società.

Nel corso dell'esercizio 2011 non sono state segnalate al mercato ed alle autorità competenti operazioni effettuate da amministratori o sindaci.

Infine il Collegio Sindacale si è costantemente interfacciato con la Direzione dei Sistemi di Controllo Interno al fine di valutare il piano di audit e le sue risultanze sia nella fase di impostazione, sia in quella di analisi delle verifiche effettuate e dei relativi *follow-up*.

Il Collegio Sindacale – come detto – ha partecipato, tramite il Presidente, alle riunioni del Comitato per il Controllo Interno ed a quelle dell'Organismo di Vigilanza ed ha analizzato le relative relazioni semestrali indirizzate al Consiglio d'Amministrazione.

11. Il Collegio ha inoltre vigilato sull'adeguatezza e affidabilità del sistema amministrativo-contabile a rappresentare correttamente i fatti di gestione mediante osservazioni dirette, l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni, l'esame di documenti aziendali e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato, a sensi di legge e previo parere obbligatorio del Collegio sindacale, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, al quale sono stati attribuiti i poteri e le funzioni stabilite dalla legge e forniti adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei relativi compiti.

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato il "Modello di controllo contabile ex legge 262/2005" avente l'obiettivo di definire le linee che devono essere applicate nell'ambito del Gruppo Edison con riferimento agli obblighi derivanti dall'art. 154-bis del decreto legislativo n. 58/1998 in tema di redazione di documenti contabili societari e dei relativi obblighi di attestazione, dando mandato all'Amministratore Delegato, per il tramite del Dirigente preposto, di curarne l'attuazione.

La predisposizione dell'informativa contabile e di bilancio, civilistica e consolidata, è disciplinata dal Manuale dei principi contabili di Gruppo e dalle altre procedure amministrativo-contabili che fanno parte del Modello ex lege 262/2005, inclusa la procedura di *fast closing* di cui si è dotata la Società. Nell'ambito del Modello ex lege 262/2005 sono formalizzate anche le procedure inerenti il processo di *impairment* in conformità al principio contabile IAS 36. L'analisi sulla recuperabilità dei valori degli *asset* e dell'avviamento è stata, come in passato, condotta con l'ausilio di un esperto indipendente altamente qualificato e condivisa dal Consiglio d'Amministrazione del 13 febbraio 2012. Per una più completa descrizione delle metodologie ed assunzioni applicate si rimanda alla nota 17 del Bilancio Consolidato.

La procedura di *impairment* e le sue risultanze sono state oggetto di analisi e discussioni sia in riunioni del Comitato di Controllo Interno, cui ha partecipato il Presidente del Collegio Sindacale, sia in riunioni del Collegio Sindacale, il quale ha costantemente monitorato la procedura attraverso incontri con il *management* aziendale, l'esperto indipendente e la società di revisione.

Il Collegio Sindacale ha preso atto delle attestazioni rilasciate dall'Amministratore Delegato e dal Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Edison S.p.A. in merito all'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile in relazione alle caratteristiche dell'impresa ed all'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio separato di Edison S.p.A. e del bilancio consolidato del Gruppo Edison.

Il Collegio ha infine vigilato sul processo di informativa finanziaria, anche mediante assunzione di informazioni dal *management* della Società.

12. Il Collegio ha vigilato sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società' alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2 del D.Lgs. n. 58/98, affinché le stesse forniscano le informazioni necessarie per adempiere gli obblighi di comunicazione previsti dalla legge, senza rilevare eccezioni.
13. Nel corso delle periodiche riunioni tenute dal Collegio Sindacale con la società incaricata della revisione legale dei conti, ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. n. 58/1998 non sono emersi aspetti che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

14. Per quanto concerne la verifica sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario, previste dal Codice di Autodisciplina della Borsa Italiana (“**Codice**”) nell’edizione in vigore, il Collegio ha svolto tale attività di verifica con l’assistenza della Direzione Affari Societari.
- La Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari dà conto delle raccomandazioni, peraltro assai limitate, del Codice che il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto di non attuare, fornendone la relativa motivazione.
- Le principali regole del governo societario, quali definite in relazione al mutato assetto di controllo di Edison intervenuto a far data dal 16 settembre 2005 con l’ingresso nel capitale della società, quale azionista di maggioranza, di TdE, sono altresì stabilite nell’accordo quadro stipulato in data 12 maggio 2005 fra Electricità de France S.a., la sua controllata WGRM Holding 4 S.p.A., A2A S.p.A. e la sua controllata Delmi S.p.A. e nell’accordo parasociale stipulato tra le medesime parti avente ad oggetto la gestione congiunta e la corporate governance di Edison e di TdE (“**Accordi di Governance**”). Le regole di governo stabilite negli Accordi di Governance sono state incorporate nello statuto di Edison al fine di assicurare la trasparenza e conoscibilità da parte del mercato delle regole di funzionamento della *governance* della Società.
- Si segnala che i predetti Accordi di Governance sono stati oggetto di ripetute proroghe nel corso del 2011 ed ora risultano essere stati ulteriormente prorogati fino alla data del *closing* dell’Operazione di riassetto societario già decritta.
- In seno al Consiglio d’Amministrazione la Società ha costituito il Comitato per il Controllo Interno, il Comitato per la Remunerazione ed il Comitato Strategico. Le competenze di ciascun comitato sono state definite, nelle loro linee generali, nell’ambito degli Accordi di Governance e sono state formalizzate con apposite delibere del Consiglio di Amministrazione.
- Nell’ambito del Consiglio d’Amministrazione della Società (composto da 13 membri) si riscontra la presenza di 12 amministratori non esecutivi, 3 dei quali sono qualificati come indipendenti dal Consiglio stesso sulla base delle rispettive dichiarazioni. Il Consiglio d’Amministrazione, sulla base delle informazioni a disposizione della Società e fornite dagli stessi Amministratori, ha proceduto a valutare la sussistenza dei requisiti d’indipendenza. Tale attività di accertamento è stata seguita anche dal Collegio Sindacale, che ha proceduto altresì alle valutazioni di propria competenza, constatando la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento dei requisiti di indipendenza adottati dal Consiglio d’Amministrazione ed il rispetto dei requisiti di composizione dell’organo amministrativo nella sua collegialità.
- Inoltre, il Collegio ha verificato il possesso, da parte dei componenti del Collegio Sindacale, dei medesimi requisiti di indipendenza richiesti per gli amministratori ed ha fatto propria la raccomandazione del Codice, che dispone di dichiarare l’interesse proprio o di terzi in specifiche operazioni sottoposte al Consiglio di Amministrazione; nel corso del 2011 non si sono verificate situazioni relativamente alle quali i componenti del Collegio Sindacale abbiano dovuto effettuare tali dichiarazioni.
- Il Consiglio d’Amministrazione ha inoltre effettuato una autovalutazione sulla dimensione, composizione e funzionamento del Consiglio stesso e dei suoi Comitati tramite un questionario a cui hanno risposto tutti i Consiglieri. I risultati dell’autovalutazione, discussi nella riunione del Consiglio d’Amministrazione del 13 febbraio 2012, riportano un giudizio complessivamente positivo sul funzionamento del Consiglio e dei suoi Comitati.
- Nel corso dell’esercizio, a seguito delle dimissioni rassegnate dal Consigliere Adrien Jami, il Consiglio d’Amministrazione ha proceduto a cooptare nella riunione del 21 dicembre 2011 il Consigliere Steven L. Wolfram.
- Si rinvia alla specifica Relazione sul Governo Societario e sugli Assetti Proprietari per ulteriori approfondimenti sulla *corporate governance* della Società, in merito alla quale il Collegio non ha rilievi da formulare all’Assemblea.
15. Infine il Collegio Sindacale ha svolto delle proprie verifiche sull’osservanza delle norme di legge inerenti la formazione del progetto di bilancio separato e di bilancio consolidato di Gruppo al 31 dicembre 2011, delle rispettive note illustrative e della Relazione degli Amministratori a corredo degli stessi, in via diretta e con l’assistenza dei responsabili di funzione ed attraverso le informazioni ottenute dalla società di revisione.

In particolare, si dà atto che il bilancio separato ed il bilancio consolidato di Edison S.p.A. al 31 dicembre 2011 sono stati redatti in conformità agli "*International Financial Reporting Standards*" ("principi contabili internazionali IFRS") emessi dall'International Accounting Standards Board, in base al testo pubblicato nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee (G.U.C.E.).

L'attività di vigilanza e controllo svolta dal Collegio Sindacale, come descritta in precedenza, non ha fatto emergere fatti significativi da menzionare nella Relazione all'Assemblea, ovvero da segnalare agli organi di vigilanza e controllo.

Sulla base di quanto sopra riportato, a compendio dell'attività di vigilanza svolta nell'esercizio, il Collegio Sindacale non ha osservazioni da formulare, ai sensi dell'art. 153 del D. Lgs. n. 58/1998, su quanto di propria competenza in ordine al bilancio separato ed al bilancio consolidato e relative note illustrative ed alla relazione sulla gestione e concorda con la proposta del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea in merito al ripianamento della perdita d'esercizio.

Con l'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2011 viene a scadenza il mandato conferito al Consiglio d'Amministrazione dall'Assemblea del 26 aprile 2011; il Collegio Sindacale invita pertanto i signori Azionisti a provvedere in merito.

Milano, 16 marzo 2012

Il Collegio Sindacale

Dott. Alfredo Fossati

Prof. Dott. Angelo Maria Palma

Dott. Leonello Schinasi

Presidente

Sindaco Effettivo

Sindaco Effettivo

Il documento è disponibile anche
sul sito Internet www.edison.it

Coordinamento editoriale
Relazioni Esterne e Comunicazione

Progetto grafico
In Pagina, Saronno

Fotografie
Archivio Edipower
Archivio Edison
Renato Cerisola
Eye Studio
Alberto Novelli
Fabrizio Villa

Stampa
Grafiche Mariano, Mariano Comense

Milano, aprile 2012

Questa pubblicazione è stata realizzata utilizzando carta ecologica, a basso impatto ambientale.



Edison Spa

Foro Buonaparte, 31
20121 Milano

Capitale Soc. euro 5.291.700.671,00 i.v.
Reg. Imprese di Milano e C.F. 06722600019
Partita IVA 08263330014
REA di Milano 1698754

EDISON SPA
Foro Buonaparte 31
20121 Milano
T 02 6222.1
www.edison.it

