

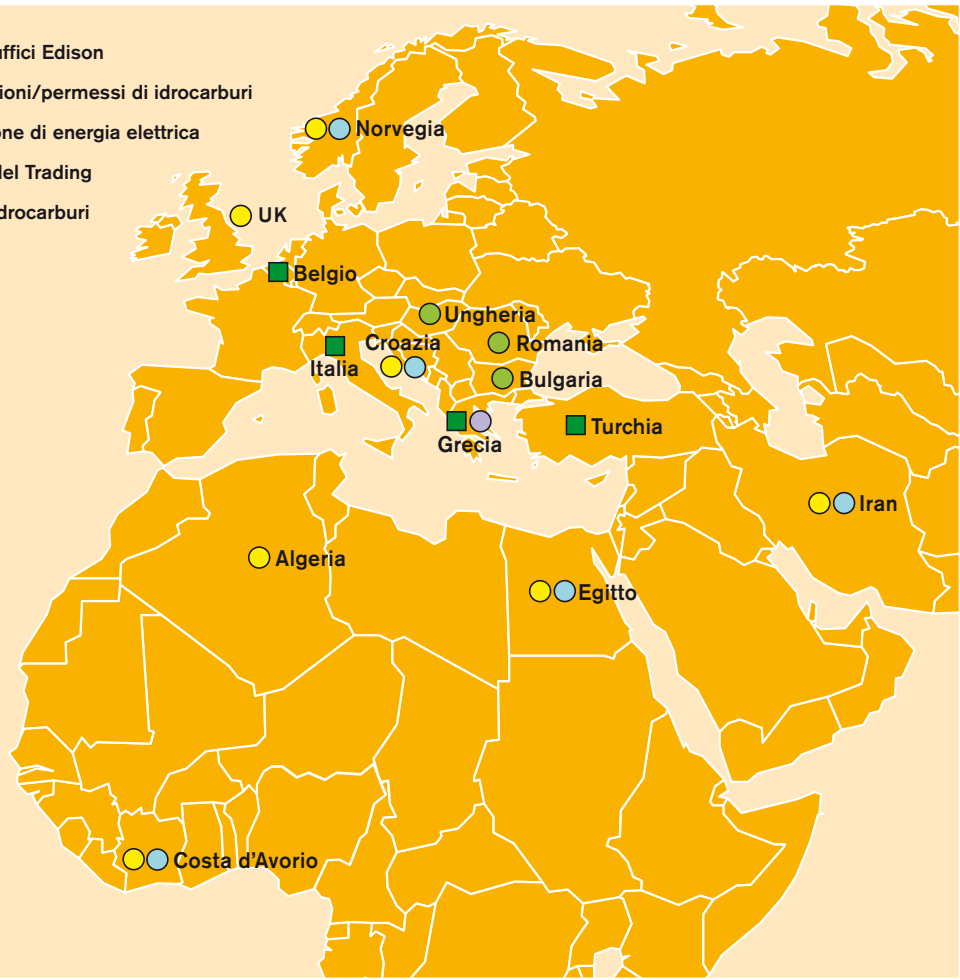
EDISON IN ITALIA



* Centrale termoelettrica Edipower
 ** Centrale idroelettrica Edipower

EDISON NEL MONDO

- Sede e uffici Edison
- Concessioni/permessi di idrocarburi
- Produzione di energia elettrica
- Branch del Trading
- Branch idrocarburi



IGI

tranto

INDICE

RELAZIONE FINANZIARIA 2010

- 2 Lettera agli azionisti
- 4 Edison oggi
- 6 I numeri di Edison
- 8 Struttura semplificata del Gruppo al 31 dicembre 2010
- 11 Organi sociali
- 11 Notizie relative ai titoli

- 12 RELAZIONE SULLA GESTIONE**
- 14 Anno 2010. Eventi di rilievo**
- 15 Sviluppo attività
- 16 Operazioni finanziarie
- 17 Altri fatti di rilievo
- 17 Fatti di rilievo avvenuti dopo il 31 dicembre 2010
- 18 Dati significativi. Focus sui risultati**
- 20 Andamento e risultati 2010 del Gruppo e prevedibile evoluzione nel 2011
- 22 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
- 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

- 58 Rischi e incertezze

- 67 Altre informazioni

- 69 Proposta di deliberazione

- 70 Relazione del Collegio sindacale

RELAZIONE FINANZIARIA 2010

RELAZIONE SULLA GESTIONE

LETTERA AGLI AZIONISTI

Signori Azionisti,

il 2010 è stato per le economie mondiali un anno di ripresa a ritmi assai diseguali tra le diverse aree.

L'Europa sembra faticare più di altre zone geografiche a riprendere il cammino della crescita ed al proprio interno ci sono realtà, come la Germania, che sembrano ormai uscite dalla crisi, altre, tra cui l'Italia, che faticano a ritrovare il passo di uno sviluppo sostenuto ed altre ancora, come la Grecia e l'Irlanda, che attraversano periodi di marcata crisi finanziaria.

I recenti avvenimenti del Nord Africa gettano ulteriori ombre sulla tenuta della ripresa globale.

In campo energetico, dopo la forte contrazione dei consumi avvenuta nel 2009, la ripresa della domanda non è tale da far intravedere un rapido recupero dei livelli ante-crisi.

In Italia, nel settore dell'energia elettrica, agli effetti negativi del basso livello della domanda si sono sommati quelli dell'ingresso sul mercato di nuova capacità produttiva in seguito a decisioni di investimento prese quando lo scenario di riferimento era molto diverso da quello attuale. L'effetto combinato del calo della domanda e dell'aumento dell'offerta ha esercitato una forte compressione sui margini di generazione che si sono ulteriormente contratti rispetto ai già depressi livelli del 2009.

Ancora più complesso è lo scenario del mercato del gas. In Europa, negli ultimi cinque anni, la capacità di importazione (nuovi gasdotti e nuovi terminali LNG) è aumentata di oltre il 25%. Analogο incremento si è verificato nel nostro Paese. In seguito alla crisi, la domanda di gas ha subito in tutta Europa una forte flessione, solo parzialmente recuperata dall'andamento dell'ultimo anno. Inoltre l'incremento della produzione di gas non convenzionale negli Stati Uniti ha reso questo Paese autosufficiente per quanto concerne i propri consumi, rendendo quindi disponibili ingenti quantitativi di gas naturale liquefatto non più assorbiti dal mercato nord-americano che hanno prevalentemente cercato sbocco in Europa. Il complesso di questi tre fenomeni (aumento della capacità di importazione, calo della domanda, spostamento di gas liquefatto dagli USA ai mercati europei) ha creato una fortissima pressione sui prezzi del gas di breve termine che si sono sostanzialmente scostati dai prezzi dei tradizionali contratti gas di lungo termine, ancorati al prezzo del petrolio ed assistiti da clausole di take or pay. La riduzione del prezzo del gas sui mercati di breve termine ha a sua volta influenzato in maniera decisiva l'evoluzione dei prezzi sul mercato finale, rendendo progressivamente negativi i margini dei contratti gas a lungo termine. Questa situazione, che ha colpito tutte le aziende del settore energetico inclusa la Vostra, ha reso necessaria la rinegoziazione con le società fornitrici delle condizioni dei contratti di gas, a volte facendo ricorso a procedure arbitrali.

Edison ha affrontato questa situazione di grande cambiamento degli scenari energetici e di elevata concorrenza con una serie di azioni volte a contrastare gli effetti economici di breve termine e a ricreare le condizioni di un'adeguata redditività di medio termine.

Per quanto riguarda il settore elettrico la riduzione della redditività dell'attività di generazione è stata bilanciata da un forte aumento dei volumi venduti, dall'ottimizzazione dell'utilizzo del portafoglio impianti ed dall'espansione dell'attività di trading. Complessivamente il settore elettrico per il libero mercato ha leggermente incrementato il proprio margine operativo, risultato che riteniamo particolarmente positivo tenuto conto del contesto nel quale l'azienda ha operato.

Peraltro risulta in riduzione l'apporto delle attività regolate CIP6 per la scadenza di alcuni contratti. Nel corso dell'esercizio Edison ha deciso di risolvere anticipatamente le convenzioni CIP6 degli impianti di Iesi, Milazzo, Portoviro e Porcari con un beneficio una tantum di oltre 170 milioni di euro che ha già compensato la contrazione di cui sopra.



Nel settore idrocarburi ad una buona crescita dei risultati delle attività di esplorazione e produzione sia in Italia sia all'estero, si è contrapposto l'azzeramento dei margini nel settore dell'importazione e vendita del gas. Questo peggioramento è considerato da Edison transitorio: esso è frutto dei fenomeni macroeconomici sopradescritti e ancora non recepisce i risultati che ci auguriamo positivi delle rinegoziazioni dei contratti gas di lungo termine attualmente in corso. Come noto infatti, tali contratti, a fronte delle obbligazioni di take or pay che gravano sull'importatore, riconoscono all'importatore stesso il diritto ad un margine adeguato. Le discussioni attualmente in corso riguardano la ricostituzione di tali margini e dovrebbero consentire, alla loro conclusione, sia il ritorno ad una normale redditività sia il riconoscimento dei mancati margini relativi all'anno appena trascorso.

La riduzione di margini operativi complessivi di Edison è totalmente legata al fenomeno sopradescritto, avendo gli altri settori dell'azienda mantenuto o migliorato la propria redditività.

Signori Azionisti,

la consapevolezza della gravità della crisi e le incerte prospettive dei nostri mercati per i prossimi anni hanno imposto al Consiglio di Amministrazione l'adozione di valutazioni prudenziali circa il valore di taluni asset. Complessivamente la società ha operato svalutazioni ed accantonamenti per oltre 400 milioni di euro in relazione agli asset maggiormente esposti alle incertezze del mercato. Il risultato netto della società, in seguito alla riduzione di redditività operativa prima ricordata ed a tali accantonamenti e svalutazioni risulta pari a 21 milioni di euro rispetto ai 240 milioni di euro dell'esercizio precedente. Tale risultato non consente per questo esercizio la distribuzione di un dividendo né alle azioni ordinarie né a quelle di risparmio.

La priorità per il 2011 è di proseguire nelle negoziazioni per la ricostituzione dei margini dei contratti di lungo termine del gas. Perseguiamo questo obiettivo con determinazione, certi del nostro buon diritto, ma senza l'urgenza di ottenere risultati di breve termine che potrebbero rivelarsi penalizzanti nel medio periodo. Il ricorso a procedure arbitrali, che prevedono tempi di completamento che possono andare al di là del 2011, potrebbe avere conseguenze negative sul risultato dell'anno corrente. Riteniamo tuttavia che sia nostro dovere preservare le prospettive di redditività di lungo termine della Vostra azienda anche a costo di qualche sacrificio congiunturale.

In questo contesto va da sé che ogni sforzo sarà dedicato al massimo rigore nella gestione e alla costante ricerca dell'efficienza. In questo siamo confortati dagli ottimi risultati dei programmi di Eccellenza Operativa avviati negli scorsi esercizi e che saranno ulteriormente rilanciati e potenziati. Edison non rinuncerà inoltre a perseguire lo sviluppo in tutte le aree che sono meno toccate dall'attuale crisi: gli investimenti nel settore dello stoccaggio gas, delle fonti rinnovabili, del risparmio ed efficienza energetica forniranno in maniera crescente il sostegno che è venuto a mancare dai mercati tradizionali e dal termine dei contratti relativi ad attività regolate.

In periodi di crisi come quello che stiamo attraversando l'industria ripensa al proprio posizionamento e al proprio futuro. L'Italia, rispetto ad altri paesi europei, presenta l'anomalia di un numero molto elevato di produttori, anche di piccola dimensione. Se si presenteranno occasioni di consolidamento del mercato italiano, Edison sarà pronta ad esaminarle al fine di rafforzare la propria posizione di secondo operatore sia nel settore elettrico che in quello del gas. La Vostra azienda ha uomini, competenze e strutture tecniche di prim'ordine ed è certa di poter uscire rafforzata da questo difficile periodo.


Giuliano Zuccoli
Presidente


Umberto Quadrino
Amministratore Delegato

EDISON OGGI

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



ENERGIA ELETTRICA

Mercato Italia 2010

Domanda totale lorda Italia	326,2 TWh
Vendite lorde Edison in Italia (*)	71,9 TWh
di cui: - Mercato libero (*)	57,5 TWh
- CIP 6/92	10,7 TWh
- Captive	3,6 TWh
Clienti finali attivati al 31.12.2010	586 '000

Impianti e capacità produttiva 2010

Potenza disponibile Edison + Edipower (50%) (**)	12,5 '000 MW
Produzione netta di energia elettrica - Totale Italia	286,5 TWh
Produzione netta di energia elettrica Edison (incluso 50% Edipower)	41,8 TWh
Quota di produzione su totale Italia	14,6 %

(*) 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 2010

Fabbisogno totale Italia	82,8 Mld. mc
Vendite Edison Italia	15,8 Mld. mc
Vendite Edison/Fabbisogno totale Italia	19,1 %
Clienti finali attivati al 31.12.2010	426 '000

Impianti e capacità produttiva 2010

Produzioni gas - Totale Italia	8,2 Mld. mc
Produzioni gas - Edison (Italia)	0,5 Mld. mc
Quota di produzione	6,2 %
Concessioni e permessi Italia	60 n.
Concessioni per centri stoccaggio in Italia (*)	3 n.
Produzione gas - Edison (estero)	1,5 Mld. mc
Concessioni e permessi all'estero	20 n.
Riserve idrocarburi	52,8 Mld. mc eq.
Rete gas (metanodotti b.p. + m.p.)	3,68 '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**

12,5

GW di potenza installata*

72

centrali idroelettriche

1

centrale a biomassa

2

campi fotovoltaici

52,8

mld m³ di riserve di idrocarburi

80

titoli minerari
(gas e olio)

1

terminale GNL
8 mld m³/anno**



41,8

TWh produzione netta di energia elettrica

30

centrali termoelettriche

31

campi eolici

15,8

mld m³ di disponibilità gas

3

centri di stoccaggio gas

1

HV merchant line 150 MW***

* compreso 50% di Edipower

** utilizzo Edison 6,4 mld m³/anno

*** quota Edison 48,45%

STRUTTURA SEMPLIFICATA DEL GRUPPO AL 31.12.2010

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

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⁾ 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%.

⁽³⁾ Società soggette a una separazione funzionale.



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

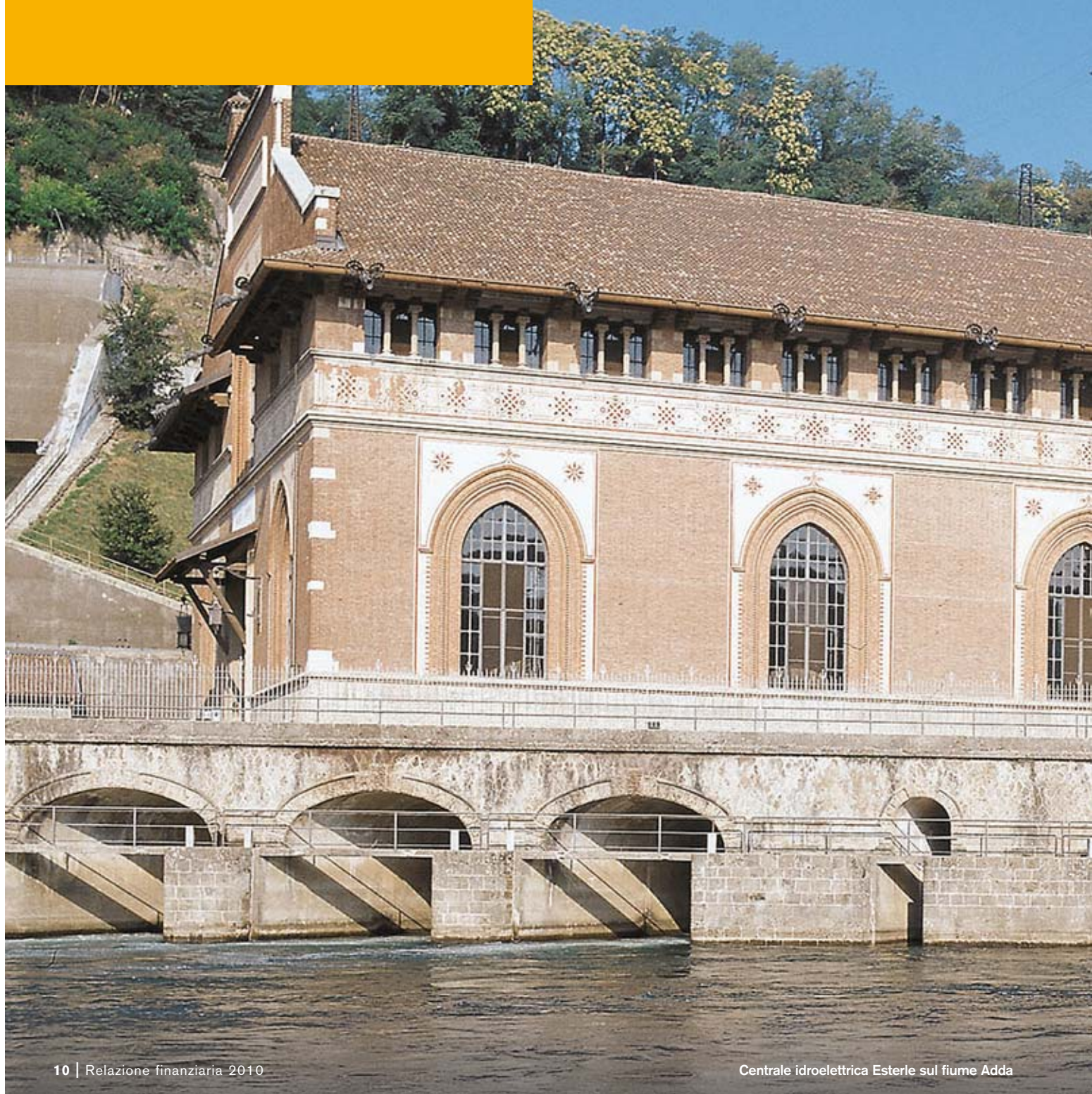
EDISON Spa (*)

Efficienza Energetica e Sviluppo Sostenibile

Soluzioni per utilizzo di energia sostenibile

ORGANI SOCIALI

NOTIZIE RELATIVE AI TITOLI



ORGANI SOCIALI

Consiglio di Amministrazione⁽¹⁾

Presidente		Giuliano Zuccoli ⁽²⁾
Amministratore Delegato		Umberto Quadrino ⁽²⁾
Amministratori	indipendente	Mario Cocchi ⁽³⁾⁽⁴⁾
	indipendente	Gregorio Gitti ⁽³⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾
	indipendente	Gian Maria Gros-Pietro ⁽³⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾
		Bruno Lescoeur ⁽²⁾⁽⁷⁾
		Jean-Louis Mathias ⁽³⁾⁽⁸⁾
		Marco Merler ⁽⁶⁾
		Thomas Piquemal ⁽⁶⁾⁽⁹⁾
		Henri Proglio ⁽¹⁰⁾
		Renato Ravanelli ⁽²⁾
		Paolo Rossetti
		Andrea Viero ⁽⁶⁾⁽¹¹⁾

Collegio Sindacale⁽¹⁾

Presidente	Alfredo Fossati
Sindaci Effettivi	Angelo Palma
	Leonello Schinasi

Società di Revisione⁽¹²⁾

PricewaterhouseCoopers Spa

- ⁽¹⁾ Nominato dall'Assemblea del 2 aprile 2008 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio d'esercizio 2010.
- ⁽²⁾ Membro del Comitato Strategico.
- ⁽³⁾ Membro del Comitato di Remunerazione.
- ⁽⁴⁾ Membro del Comitato Indipendenti.
- ⁽⁵⁾ Membro dell'Organismo di Vigilanza.
- ⁽⁶⁾ Membro del Comitato per il Controllo Interno.
- ⁽⁷⁾ Cooptato in data 14 gennaio 2011, in sostituzione del dimissionario Marc Boudier, e in carica sino alla prossima assemblea.
- ⁽⁸⁾ Cooptato in data 14 gennaio 2011, in sostituzione del dimissionario Gerard Wolf, e in carica sino alla prossima assemblea.
- ⁽⁹⁾ Cooptato in data 29 giugno 2010, in sostituzione del dimissionario

- Didier Calvez, e in carica sino alla prossima assemblea. Didier Calvez era stato cooptato in data 30 aprile 2009 e nominato dall'assemblea del 23 marzo 2010, in sostituzione del dimissionario Daniel Camus.
- ⁽¹⁰⁾ Cooptato in data 8 febbraio 2010 e nominato dall'assemblea del 23 marzo 2010, in sostituzione del dimissionario Pierre Gadonneix.
- ⁽¹¹⁾ Cooptato in data 12 novembre 2008 e nominato dall'assemblea del 31 marzo 2009, in sostituzione del dimissionario Ivan Strozzi.
- ⁽¹²⁾ Incarico conferito dall'Assemblea del 19 aprile 2005 per il triennio 2005-2007 e successivamente prorogato dall'Assemblea del 5 aprile 2007 per il triennio 2008-2010.

NOTIZIE RELATIVE AI TITOLI

Numero azioni al 31 dicembre 2010

Azioni ordinarie	5.181.108.251
Azioni di risparmio	110.592.420

Azionisti con partecipazioni rilevanti al 31 dicembre 2010

	% 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



Il terminale di rigassificazione Adriatic LNG
con nave metaniera attraccata.



ANNO 2010. EVENTI DI RILIEVO



SVILUPPO ATTIVITÀ

Gasdotto ITGI: finalizzata l'intesa per la realizzazione della bretella Grecia-Bulgaria (IGB) e firma dell'accordo per il transito in Turchia

In data 4 marzo 2010, a Salonicco, le società BEH (Bulgarian Energy Holding) e IGI Poseidon Sa (*joint venture* paritetica tra DEPA, la società pubblica del gas in Grecia e Edison) hanno finalizzato l'intesa per la costituzione dell'*Asset Company* (BEH 50% e IGI Poseidon Sa 50%) che realizzerà il nuovo gasdotto IGB (*Interconnector Greece-Bulgaria*) fra Grecia e Bulgaria.

L'IGB è un metanodotto di circa 160 km tra Komotini (Grecia) e Stara Zagora (Bulgaria), con una capacità compresa fra 3 e 5 miliardi di metri cubi di gas l'anno, che consentirà alla Bulgaria l'accesso a nuove fonti di approvvigionamento attraverso la Grecia. Gli investimenti previsti ammontano complessivamente a 140 milioni di euro, con la possibilità di accesso a fondi previsti dall'*European Economic Recovery Plan* dell'UE per circa 45 milioni di euro.

Dopo le approvazioni formali da parte delle rispettive società verrà dato avvio alle attività di ingegneria propeedeutiche alla costruzione del metanodotto che si prevede entrerà in funzione nel 2013.

Successivamente in data 30 novembre 2010, a Sofia, Edison, Depa, IGI Poseidon Sa e Bulgarian Energy Holding EAD hanno firmato gli atti per la costituzione della società Natural Gas Interconnector Greece Bulgaria EAD (IGB EAD) che sarà responsabile dello sviluppo, costruzione e gestione del nuovo gasdotto IGB tra Grecia e Bulgaria.

Inoltre in data 17 giugno 2010, ad Ankara, Edison, Depa, e Botas, la società di stato del gas turca, hanno firmato il *Memorandum of Understanding* per il transito in Turchia del gas del progetto ITGI (Interconnessione Turchia-Grecia-Italia), prima realizzazione europea del cosiddetto "Corridoio Sud", riconosciuto dall'UE come "Progetto d'Interesse Europeo" all'interno dell'*European Recovery Plan* con una proposta di finanziamento di 100 milioni di euro.

L'accordo definisce i termini generali e le condizioni di transito per l'ITGI in Turchia e l'utilizzo della capacità esistente della rete turca di proprietà di Botas fino al confine greco per la quantità di gas richiesta dal gasdotto ITGI.

L'accordo rafforza la partnership tra Edison, Depa e Botas, attraverso la possibile partecipazione di Botas nella società IGI Poseidon Sa, attualmente controllata in modo paritetico da Edison e Depa e responsabile dello sviluppo e costruzione del gasdotto sottomarino tra Grecia e Italia (gasdotto Poseidon).

Congiuntamente sarà anche valutata una collaborazione tra le società per la realizzazione dei potenziamenti della rete turca necessari per il transito dei volumi di gas per ITGI.

Campo Vega: torna a produrre la più grande piattaforma petrolifera dell'off-shore italiano

In data 25 giugno 2010, a Siracusa, è stato inaugurato il *Floating Storage and Offloading* (FSO) Leonis grazie al quale è ripresa l'attività del Campo petrolifero "Vega" (60% Edison in qualità di operatore e 40% Eni). La FSO Leonis è collegata, attraverso tre condotte sottomarine, alla piattaforma petrolifera dove sono attivi gli impianti di produzione e il suo sistema di ormeggio (costituito da *boa-yoke-tanker-beam*) è stato interamente progettato da Edison e assicura il massimo livello di sicurezza anche in condizioni meteomarine estreme.

Il campo Vega si trova nel Canale di Sicilia a una distanza di circa 12 miglia dalla costa di Pozzallo (Siracusa). Il campo è entrato in produzione nel 1987 e attualmente produce olio da 20 pozzi. Dal 1987 fino ad oggi il campo ha prodotto 55,5 milioni di barili di olio. Si stima che Vega sarà in grado di produrre ancora circa 12 milioni di barili di olio.

Nella foto, campo petrolifero Vega, situato a circa 12 miglia dalla costa di Pozzallo (Siracusa) con nave Leonis sullo sfondo.

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

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

L'impianto "San Francesco" a Melissa (KR) è in grado di produrre circa 46 Gigawattora di elettricità all'anno. Edison gestisce attualmente oltre 2.100 MW di capacità produttiva da fonti rinnovabili.

Edison: scoperto un giacimento di gas nel Mare di Norvegia

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

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

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

Edison: raggiunto 1 milione di clienti. Raddoppio nei prossimi 2 anni.

Nel novembre 2010, a soli due anni dall'ingresso nel mercato residenziale, Edison ha raggiunto 1 milione di clienti e si pone l'obiettivo di raddoppiare nei prossimi 2 anni e di raggiungere 3 milioni di clienti entro il 2014. Il 40% dei clienti ha scelto Edison per la fornitura di energia elettrica e il 40% per la fornitura di gas. Il restante 20% dei clienti invece scelgono Edison sia per l'energia elettrica che per il gas.

Edison entra nelle principali borse del gas dell'Europa continentale

Alla fine del mese di dicembre Edison ha concluso il processo di iscrizione alle principali Borse del Gas dell'Europa Continentale, divenendo operatore all'Endex TTF (Olanda) e all'EEX Gas (Germania), oltreché al nascente GME (Italia). Edison intende ampliare la rete di Borse del gas su cui opera e a breve avvierà la pratica di iscrizione anche a quella austriaca, CEGH gas Exchange.

OPERAZIONI FINANZIARIE

Conclusa con successo l'emissione obbligazionaria da 500 milioni di euro

In data 10 marzo 2010 Edison Spa ha concluso, con una domanda superiore a 4 miliardi di euro, il collocamento presso la Borsa del Lussemburgo di un prestito obbligazionario di 500 milioni di euro della durata di cinque anni e riservato esclusivamente a investitori qualificati.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di 50 mila euro e scadono il 17 marzo 2015, pagano una cedola lorda annua pari al 3,25% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari a 99,70.

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

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

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

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

Conclusa con successo l'emissione obbligazionaria da 600 milioni di euro

In data 3 novembre 2010 Edison Spa ha concluso, con una richiesta di circa 1,3 miliardi, il collocamento presso la Borsa del Lussemburgo di un prestito obbligazionario di 600 milioni di euro della durata di sette anni e riservato esclusivamente a investitori qualificati.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di 50 mila euro e scadono il 10 novembre 2017, pagano una cedola lorda annua pari al 3,875% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari a 99,555 euro. Il tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza è pari a 3,949%, corrispondente ad un rendimento di 155 punti base sopra il tasso di riferimento (*mid-swap* a 7 anni). Le obbligazioni sono regolate dalla legge inglese.

ALTRI FATTI DI RILIEVO

Moody's e Standard & Poor's aggiornano il rating di Edison

In data 14 ottobre 2010, l'agenzia di rating Moody's Investors Services ha rivisto, alla fine della propria review annuale, il merito di credito a lungo termine di Edison da Baa2, *Negative outlook*, a Baa3, *Stable outlook*. Successivamente, in data 2 novembre 2010, anche l'agenzia di rating Standard & Poor's ha rivisto il merito di credito a lungo termine di Edison da BBB+, *Negative outlook*, a BBB con *outlook Stable*. La revisione riflette l'impatto della persistente debolezza dello scenario dell'elettricità e del gas in Italia sul profilo finanziario di Edison.

L'*outlook Stable* riflette il fatto che Edison rientra agevolmente nei parametri coerenti con il nuovo livello di rating.

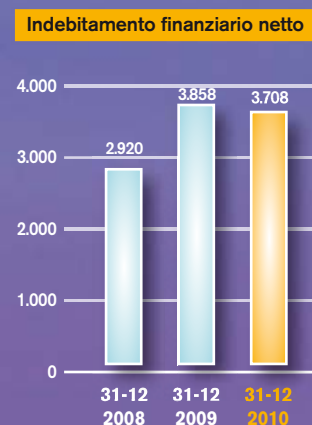
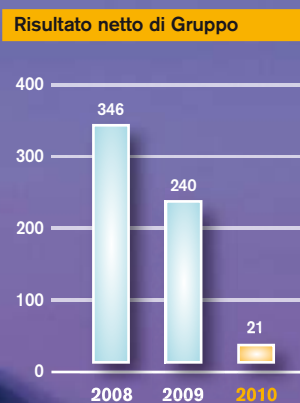
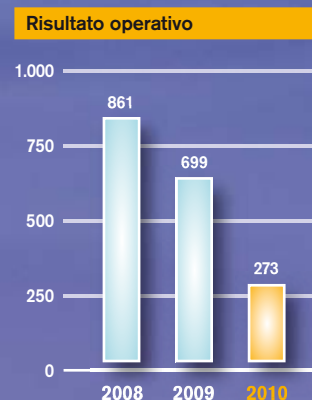
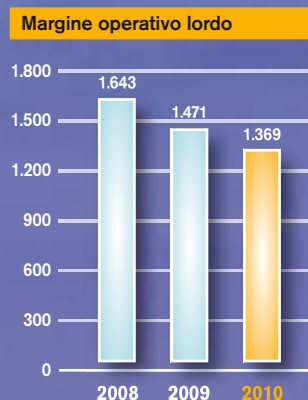
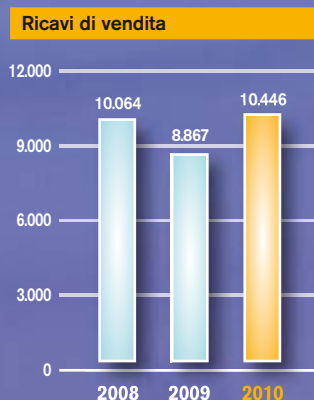
FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO IL 31 DICEMBRE 2010

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 2010" contenuto nel Bilancio Consolidato.

DATI SIGNIFICATIVI. FOCUS SUI RISULTATI

SINTESI ANDAMENTO DEL GRUPPO

(in milioni di euro)



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

Gruppo Edison

(in milioni di euro)	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Ricavi di vendita	10.446	8.867	17,8%
Margine operativo lordo	1.369	1.471	(6,9%)
<i>% sui Ricavi di vendita</i>	13,1%	16,6%	
Risultato operativo	273	699	(60,9%)
<i>% sui Ricavi di vendita</i>	2,6%	7,9%	
Risultato prima delle imposte	172	529	(67,5%)
Risultato netto di competenza di Gruppo	21	240	(91,3%)
Investimenti in immobilizzazioni	505	1.679	(69,9%)
Investimenti in esplorazione	52	66	(21,2%)
Capitale investito netto (A+B)	11.845	12.112	(2,2%)
Indebitamento finanziario netto (A) ⁽¹⁾	3.708	3.858	(3,9%)
Patrimonio netto totale (B)	8.137	8.254	(1,4%)
Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	7.939	8.077	(1,7%)
ROI ⁽²⁾	2,35%	6,22%	
ROE ⁽³⁾	0,26%	3,00%	
Debt/Equity (A/B)	0,46	0,47	
Gearing (A/A+B)	31%	32%	
Dipendenti (numero) ⁽⁴⁾	3.939	3.923	0,4%
- di cui dipendenti da attività in dismissione	119	-	n.s.

⁽¹⁾ La composizione di questa voce è illustrata nel paragrafo "Indebitamento finanziario netto" del Bilancio Consolidato.

⁽²⁾ Risultato operativo/capitale investito netto medio. Il capitale investito netto è rettificato dal valore delle partecipazioni iscritte nelle attività non correnti ed è calcolato come media aritmetica del capitale investito netto a fine 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.

Edison Spa

(in milioni di euro)	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Ricavi di vendita	5.591	5.007	11,7%
Margine operativo lordo	368	647	(43,1%)
<i>% sui Ricavi di vendita</i>	6,6%	12,9%	
Risultato operativo	(36)	278	(112,9%)
<i>% sui Ricavi di vendita</i>	(0,6%)	5,6%	
Risultato netto dell'esercizio	(86)	423	(120,3%)
Investimenti in immobilizzazioni	201	217	(7,4%)
Capitale investito netto	8.534	8.317	2,6%
Indebitamento finanziario netto	1.670	1.188	40,6%
Patrimonio netto	6.864	7.129	(3,7%)
Debt/equity	0,24	0,17	46,0%
Dipendenti	1.740	1.735	0,3%

Ricavi di vendita e margine operativo lordo per settore

(in milioni di euro)	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Filiera energia elettrica ⁽¹⁾			
Ricavi di vendita	7.289	6.463	12,8%
Margine operativo lordo	1.055	1.227	(14,0%)
Margine operativo lordo adjusted (*)	1.130	1.086	4,1%
<i>% sui ricavi di vendita</i>	14,5%	19,0%	
Filiera idrocarburi ⁽²⁾			
Ricavi di vendita	5.040	4.158	21,2%
Margine operativo lordo reported	413	347	19,0%
Margine operativo lordo adjusted (*)	338	488	(30,7%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	8,2%	8,3%	
Corporate e altri settori ⁽³⁾			
Ricavi di vendita	51	53	(3,8%)
Margine operativo lordo	(99)	(103)	3,9%
<i>% sui ricavi di vendita</i>	<i>n.s.</i>	<i>n.s.</i>	
Elisioni			
Ricavi di vendita	(1.934)	(1.807)	7,0%
Margine operativo lordo			
Gruppo Edison			
Ricavi di vendita	10.446	8.867	17,8%
Margine operativo lordo	1.369	1.471	(6,9%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	13,1%	16,6%	

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

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

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

(*) Il margine operativo lordo adjusted è il risultato della riclassificazione di risultati delle coperture su Brent e cambi associate ai contratti per l'importazione di gas. Nell'ambito delle politiche di gestione del rischio aziendale, tali coperture hanno la finalità di mitigare il rischio di oscillazione del costo del gas destinato alla produzione e vendita di energia elettrica, nonché quello relativo alla vendita del gas medesimo. Il risultato economico di tali operazioni, che per le motivazioni di cui sopra è contabilizzato nella Filiera Idrocarburi, è stato riclassificato nella Filiera Energia Elettrica per la parte di risultato riferibile a quest'ultimo settore.

ANDAMENTO E RISULTATI 2010 DEL GRUPPO E PREVEDIBILE EVOLUZIONE NEL 2011

Andamento della gestione

Nel corso del 2010 il Gruppo registra ricavi di vendita pari a 10.446 milioni di euro, in aumento del 17,8% rispetto all'anno precedente. Nei singoli settori si osserva un incremento pari al 12,8% per la Filiera Energia Elettrica e al 21,2% per la Filiera Idrocarburi sostanzialmente guidato da un incremento dei volumi venduti.

Il margine operativo lordo del 2010 si attesta a 1.369 milioni di euro, con un decremento di 102 milioni di euro (-6,9%) rispetto ai 1.471 milioni di euro del 2009 frutto dell'effetto combinato della riduzione del margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾ della Filiera Idrocarburi (-150 milioni di euro) e dell'incremento del margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾ della Filiera Energia Elettrica (+ 44 milioni di euro).

In particolare la variazione negativa del margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾ della Filiera Idrocarburi è attribuibile all'attività di compra-vendita del gas naturale i cui effetti economici sono stati solo in parte mitigati dal contributo positivo realizzato nel segmento E&P.

L'incremento del margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾ della Filiera Energia Elettrica è principalmente frutto della contabilizzazione del corrispettivo per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92 di alcune centrali termoelettriche del Gruppo che ha più che compensato la redditività cessante legata alla scadenza contrattuale di convenzioni ed incentivi CIP 6/92 patita nel corso dell'anno 2010 ed alcuni proventi non ricorrenti realizzati nel 2009.

Si rimanda al commento delle singole filiere di attività per una più dettagliata descrizione dei fenomeni caratterizzanti l'anno in corso.

(1) Vedi nota (*).

Il risultato operativo netto è pari a 273 milioni di euro in diminuzione del 60,9% rispetto ai 699 milioni di euro dell'anno precedente. Tale risultato recepisce la contrazione del margine operativo lordo per le ragioni già menzionate cui si somma l'incremento degli ammortamenti e svalutazioni per circa 324 milioni di euro. Tale incremento è in buona parte attribuibile alle maggiori svalutazioni del periodo a seguito della citata risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92, agli effetti dell'*impairment test* riferito in particolare ad alcune centrali termoelettriche nonché alla concessione egiziana di Abu Qir e recepisce altresì svalutazioni per 130 milioni di euro riferibili alle concessioni di idrocarburi presenti in Egitto per probabili rischi di redditività conseguenti alle tensioni politiche, economiche e finanziarie emerse negli ultimi mesi nel Paese.

Il risultato prima delle imposte che recepisce altresì oneri finanziari netti per 144 milioni di euro e altri proventi netti per 44 milioni di euro, principalmente grazie alla proventizzazione di fondi rischi e oneri accantonati in esercizi precedenti, è risultato pari a 172 milioni di euro (529 milioni nel 2009), mostrando una flessione del 67,5%.

Il risultato netto di Gruppo si attesta a 21 milioni di euro, in diminuzione del 91,3% rispetto al corrispondente periodo del 2009 (240 milioni di euro).

Su tale andamento incide sia una riduzione del carico fiscale corrente (grazie al beneficio della c.d. Tremonti-ter oltre che la sopravvenienza attiva legata all'applicabilità dell'innalzamento dell'1% dell'aliquota Ires dal 2010 anziché dal 2009) sia il risultato netto da attività in dismissione, negativo per 40 milioni di euro (riferito a svalutazioni di immobilizzazioni a seguito della firma di un *term sheet* per la dismissione del ramo d'azienda costituito da due centrali termoelettriche situate a Taranto).

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2010 è risultato pari a 3.708 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai 3.858 milioni rilevati a fine dicembre 2009. Per un'analisi più dettagliata delle principali componenti si rimanda al paragrafo "Indebitamento finanziario netto" contenuto all'interno del Bilancio Consolidato.

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

(in milioni di euro)	Esercizio 2010	Esercizio 2009
A. (Indebitamento) finanziario netto iniziale	(3.858)	(2.920)
Margine operativo lordo	1.369	1.471
Variazione del capitale circolante operativo	148	274
Imposte dirette pagate (-)	(304)	(401)
Variazione altre attività (passività)	(81)	28
B. Cash flow operativo	1.132	1.372
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-)	(557)	(1.745)
Investimenti in immobilizzazioni finanziarie (-)	(7)	(56)
Prezzo di acquisizione business combinations (-)	(42)	(80)
Prezzo di cessione immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie	8	58
Rimborsi di capitale da immobilizzazioni finanziarie	8	-
Dividendi incassati	1	1
C. Cash flow disponibile (Generazione di cassa)	543	(450)
(Oneri) proventi finanziari netti	(144)	(156)
Apporti di capitale sociale e riserve	10	-
Dividendi pagati (-)	(259)	(278)
D. Cash flow dopo la gestione finanziaria	(150)	(884)
Variazione area di consolidamento	-	(54)
E. Cash flow netto dell'esercizio	(150)	(938)
F. (Indebitamento) finanziario netto finale	(3.708)	(3.858)

Previsioni 2011

Come detto, alla fine del 2010 sono state risolte anticipatamente le convenzioni CIP 6/92 degli impianti di produzione di Jesi, Milazzo, Porto Viro, Porcari. Questa operazione straordinaria ha portato un beneficio una tantum sul 2010 di circa 173 milioni di euro e comporterà, a partire dal 2011, una riduzione di risultati corrispondente al mancato apporto delle convenzioni stesse.

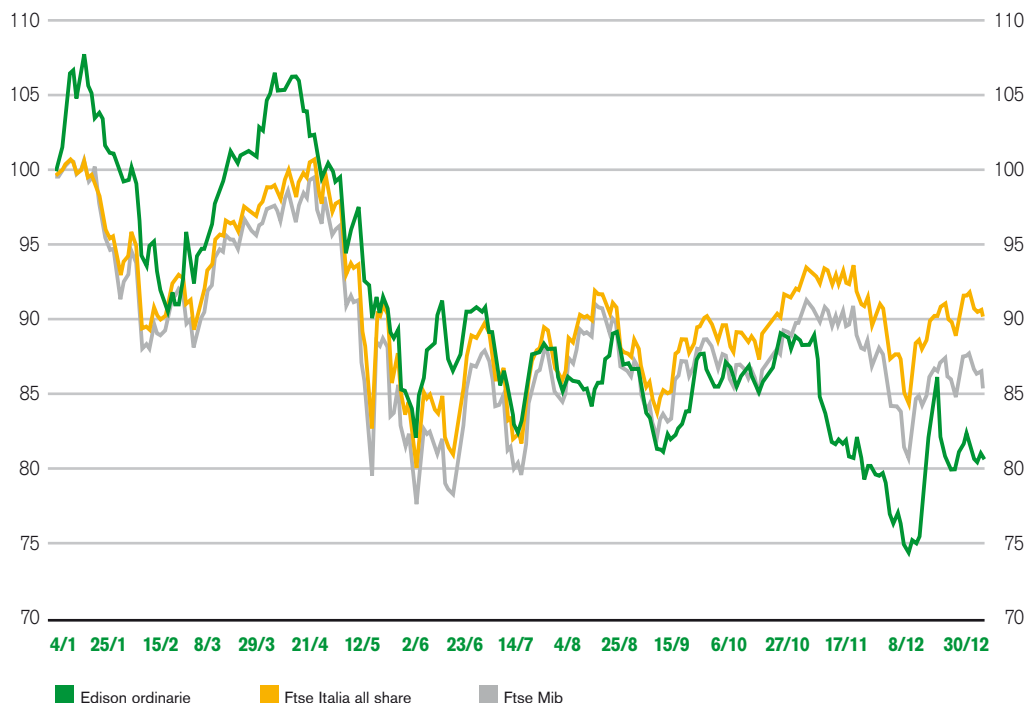
I risultati 2010 hanno peraltro messo in risalto le criticità ascrivibili all'attività di compra-vendita del gas naturale che, per le ragioni più volte richiamate, ha visto un sostanziale azzeramento dei margini unitari di vendita, diventati addirittura negativi nell'ultimo trimestre dell'anno. Tale criticità è confermata e perdurerà per tutto il corso del 2011 ragion per cui al fine di ristabilire la redditività, Edison ha avviato rinegoziazioni o arbitrati con i propri fornitori, che stanno proseguendo con l'obiettivo di far valere il diritto di ottenere margini adeguati agli impegni di take or pay assunti.

Edison farà valere le proprie ragioni senza l'urgenza di ottenere risultati di breve che potrebbero rivelarsi penalizzanti nel medio periodo, quindi alla luce della prevedibile durata dei procedimenti arbitrari, che plausibilmente per alcuni di essi si concluderanno dopo la fine dell'esercizio 2011, e della possibilità di raggiungere accordi extra-giudiziali per altri, il margine operativo lordo dell'anno 2011 risulta esposto a un impatto negativo ad oggi stimabile in circa 200 milioni di euro, che porterebbe il margine operativo lordo atteso a circa 900 milioni di euro.

L'obiettivo della società continua comunque a essere quello di ottenere nei prossimi esercizi sia una ragionevole redditività dei contratti gas che i riconoscimenti una tantum relativi agli esercizi precedenti, recuperando di conseguenza l'impatto negativo di cui sopra.

EDISON E I MERCATI FINANZIARI

Grafico andamento della quotazione Edison anno 2010.



Quotazioni e altri indicatori per azione

	31 dicembre 2010	31 dicembre 2009
Edison Spa		
Quotazione di Borsa (valore unitario in euro) ⁽¹⁾ :		
- azioni ordinarie	0,8660	1,0463
- azioni di risparmio	1,2365	1,2939
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 per azione:		
risultato di base azioni ordinarie ⁽²⁾	0,0034	0,0448
risultato di base azioni di risparmio ⁽²⁾	0,0334	0,0748
risultato diluito azioni ordinarie ⁽²⁾	0,0034	0,0448
risultato diluito azioni di risparmio ⁽²⁾	0,0334	0,0748
Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante per azione (in euro)	1,500	1,526
Prezzo/Utile per azione (P/E) ⁽³⁾	254,38	23,77

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

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

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

Altri indicatori finanziari

Rating

	Corrente	31 dicembre 2009
Standard & Poor's		
Rating M/L	BBB	BBB+
Outlook M/L termine	Stable	Negative
Rating B/T	A-2	A-2
Moody's		
Rating	Baa3	Baa2
Outlook M/L termine	Stable	Negative

SCENARIO IN EVOLUZIONE. MERCATI E NORMATIVE



QUADRO ECONOMICO DI RIFERIMENTO

Dopo il forte rallentamento dell'economia mondiale nel corso del 2009, il 2010 è stato l'anno dell'avvio della ripresa, seppur con ritmi più lenti rispetto a quelli previsti nella prima parte dell'anno e differenziati a seconda delle aree geo-economiche del pianeta.

La crescita dell'economia mondiale, infatti, dopo un brillante primo semestre, nel corso dell'estate ha dato segni di decelerazione; il secondo semestre del 2010 è stato quindi caratterizzato da una minore vivacità dell'attività economica, che verosimilmente si protrarrà anche nel 2011 con un lieve rallentamento della ripresa, sia nei paesi avanzati che in quelli emergenti, complice l'esaurirsi del riaccumulo di scorte, l'affievolirsi delle principali misure di stimolo fiscale e la perdita di slancio subita dal commercio internazionale a partire dai mesi estivi. L'incertezza sull'evoluzione futura rimane, inoltre, elevata a causa degli alti livelli di disoccupazione e l'ancora debole situazione patrimoniale delle famiglie in molte economie avanzate.

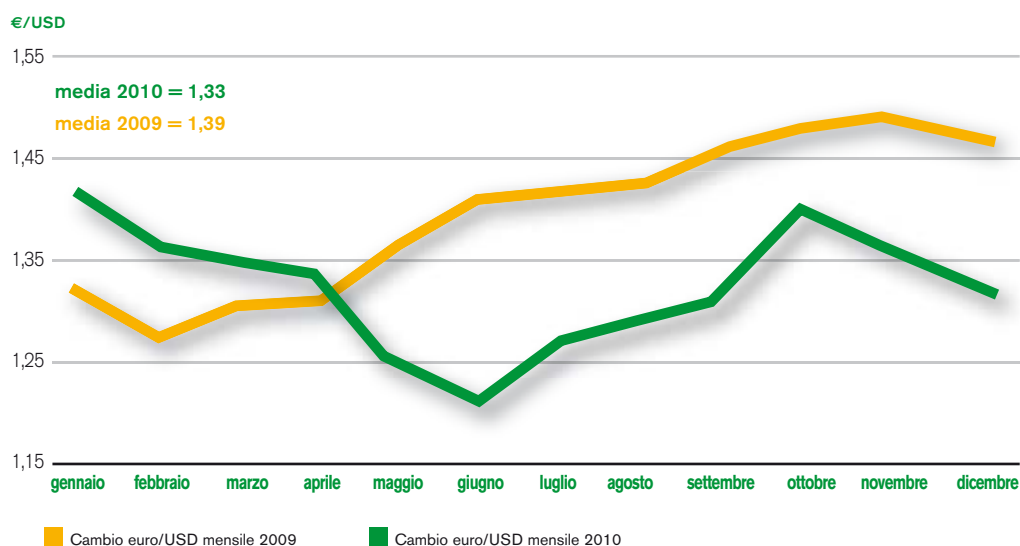
Nei paesi avanzati i segnali di tenuta e rilancio dell'economia nel 2010 sono provenuti principalmente da Stati Uniti e Germania. Secondo la stima del consuntivo 2010 il Pil degli Stati Uniti dovrebbe crescere del 2,8%, nell'ultima parte dell'anno sostenuto principalmente dalla domanda interna e dagli investimenti non residenziali; permangono tuttavia difficoltà nel mercato immobiliare e la ripresa del mercato del lavoro rimane ancora debole. La Germania si conferma la locomotiva d'Europa, con una crescita del Pil che, secondo la stima del consuntivo 2010, dovrebbe risultare pari al 3,6%, trainata principalmente dal buon andamento delle esportazioni ma anche dalla ripresa della domanda interna e dagli investimenti nella meccanica, settore di punta dell'economia tedesca. Anche il Giappone nel corso del 2010 è apparso in accelerazione, con una crescita del Pil 2010 pari al 3,5%, ma le previsioni per il 2011 sono di forte rallentamento, con una crescita di poco superiore all'1%.

Per quanto riguarda l'Area euro, il 2010 è stato profondamente segnato dalle tensioni sui debiti sovrani (dopo Grecia e Irlanda, il Portogallo e la Spagna sembrano essere i paesi più esposti a una crisi del debito sovrano), sopraggiunte in una fase in cui il Pil stava accelerando rispetto ai trimestri precedenti grazie alla ripresa della domanda interna; lo stimolo impresso dal rilancio delle esportazioni, favorito dall'espansione della domanda mondiale nella prima parte dell'anno è stato infatti in gran parte assorbito dall'altrettanto accentuata crescita delle importazioni. Complessivamente la crescita del Pil dell'Area euro secondo la stima del consuntivo 2010 dovrebbe risultare pari all'1,7%, trainata principalmente, come detto, dalla ripresa tedesca. Mentre l'Italia, tra i grandi Paesi dell'Area euro, si conferma quello con la ripresa più lenta (+1% nella stima del consuntivo 2010), in quanto essendo un grande esportatore netto di manufatti continua a subire di riflesso, essenzialmente attraverso la decelerazione del commercio internazionale, gli effetti del rallentamento delle altre economie.

Infine, quanto alle economie emergenti, nei trimestri centrali del 2010 sono emersi segnali di una moderazione nella crescita economica di due dei principali Paesi emergenti, Cina e Brasile, nel primo caso dovuta principalmente a una minore dinamica degli investimenti pubblici, nel secondo caso per via della decelerazione della spesa per investimenti e dei consumi delle famiglie. In tali paesi la crescita economica rimane tuttavia vigorosa, con un Pil che secondo la stima del consuntivo 2010 si attesterebbe intorno al 10% per la Cina e intorno al 7,6% per il Brasile. La crescita dell'India non ha invece conosciuto soste durante l'anno e il Pil previsto a consuntivo per il 2010 è pari all'8,5% circa. La ripresa è proseguita in Russia, seppur a ritmo più lento (+4% nella stima del consuntivo 2010) e anche negli altri Paesi dell'Europa Centrale e Orientale; le prospettive di crescita per tali Paesi appaiono tuttavia eterogenee (particolarmente positive per Polonia e Turchia) e complessivamente meno favorevoli nel confronto con le altre economie emergenti.

Sul fronte dei tassi di interesse, la Fed per cercare di rilanciare l'economia americana, oltre a varare una seconda manovra di politica monetaria espansiva (il cosiddetto *Quantitative Easing 2*), ha deciso di mantenere il costo del denaro al minimo storico dello 0,25%, fissato nel mese di dicembre 2008, anche per tutto il 2010. Più prudente, invece, l'atteggiamento della Bce che ha mantenuto il tasso dell'1%. Accantonato il rischio di deflazione per gli Stati Uniti, che nel 2010 hanno avuto un tasso di inflazione pari all'1,6% (-0,3% nel 2009), in linea con quello dell'Area euro. Anche l'inflazione italiana stimata per il 2010 è pari all'1,5-1,6%.

Per quanto riguarda l'andamento del tasso di cambio euro/dollaro il 2010 è stato caratterizzato da un primo semestre che ha visto un continuo deprezzamento della moneta unica europea e un secondo semestre contraddistinto, invece, da un costante apprezzamento della stessa durata fino agli inizi del mese di novembre quando, col sopraggiungere dell'apice della crisi del debito sovrano irlandese, la valuta europea ha cominciato a perdere terreno nei confronti del dollaro. Complessivamente, la media del cambio euro/dollaro nel 2010 è stata pari a 1,33 USD per euro, inferiore del 4,8% rispetto alla media annuale del 2009, pari a 1,39 USD per euro.



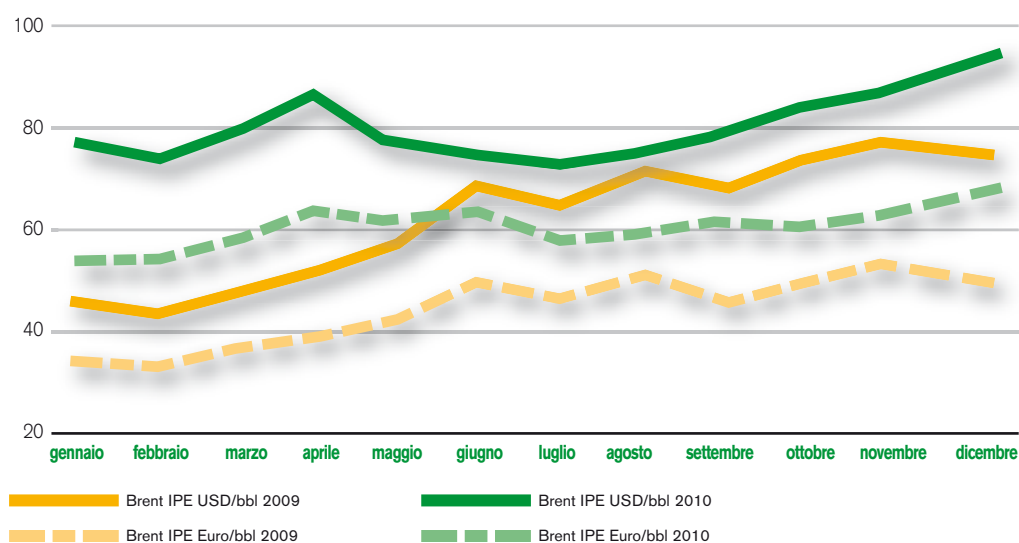
Sul fronte del mercato petrolifero, i prezzi del petrolio nel corso del 2010 hanno segnato solo limitate oscillazioni fuori dalla "forchetta" di 70-90 dollari al barile, sintomo di una maggiore stabilità del mercato rispetto ai periodi precedenti. Rispetto al 2009 il greggio ha subito nel 2010 un incremento del 28,3% portandosi ad una media di 80,3 dollari al barile.

Tale aumento è stato avvertito più pesantemente dai Paesi dell'Area dell'euro a causa del deprezzamento della valuta europea rispetto a quella americana, infatti nel 2010 il greggio in euro ha subito un incremento del 34,8% rispetto al 2009 portandosi ad una media di 60,5 €/bbl.

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 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Prezzo petrolio USD/bbl ⁽¹⁾	80,3	62,6	28,3%
Cambio USD/euro	1,33	1,39	(4,8%)
Prezzo petrolio euro/bbl	60,5	44,9	34,8%

(1) Brent IPE



ANDAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO ITALIANO

Bilancio di energia elettrica in Italia e scenario di riferimento

TWh	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Produzione netta:	286,5	281,1	1,9%
- Termoelettrica	222,1	216,1	2,8%
- Idroelettrica	49,4	52,8	(6,6%)
- Altre rinnovabili ⁽¹⁾	15,0	12,2	23,2%
Saldo netto import/export	44,0	45,0	(2,3%)
Consumo pompaggi	(4,3)	(5,8)	(25,7%)
Totale domanda	326,2	320,3	1,8%

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

(1) include produzione geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica.

La domanda lorda di energia elettrica in Italia nell'esercizio 2010 è stata pari a 326,2 TWh (TWh = miliardi di kWh), in crescita dell'1,8% rispetto all'esercizio precedente; in termini decalenzari (i.e. depurando il dato dagli effetti derivanti da variazioni della temperatura media e del numero di giornate lavorative) il valore resta invariato.

La zona Nord e la zona Sud risultano le principali artefici della crescita della domanda nel 2010, mentre il Centro e le isole si attestano su valori sostanzialmente in linea con quelli registrati nell'anno 2009.

Nel 2010 la produzione netta di energia elettrica è aumentata di 5,4 TWh, grazie all'incremento della domanda elettrica di 5,9 TWh, alla riduzione del saldo netto d'importazione di 1 TWh e alla contrazione del consumo dei pompaggi di 1,5 TWh. La produzione nazionale, al netto dei pompaggi, ha coperto l'87% della domanda, valore leggermente superiore rispetto all'86% dell'esercizio 2009, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto il restante 13% (rispetto al 14% del 2009).

Le importazioni nette di energia elettrica sono risultate pari a 44 TWh, in riduzione rispetto all'anno 2009 (-2,3%). Tale diminuzione è data dal saldo della riduzione di 1,3 TWh delle importazioni e della riduzione di 0,3 TWh delle esportazioni. In particolare si è verificata una riduzione dell'*import* netto di 1,6 TWh da nord-ovest (frontiere Svizzera e Francia), un incremento di 0,8 TWh da nord-est (frontiere Austria e Slovenia) e un aumento di 0,2 TWh da sud (frontiera Grecia).

Nel 2010 la maggior produzione termoelettrica di 6 TWh (+2,8% vs 2009) è da attribuirsi all'incremento della produzione nazionale netta di 5,4 TWh (+1,9%), alla riduzione di 3,4 TWh delle produzioni idroelettriche (-6,6%) e alla crescita di 2,8 TWh delle produzioni a fonte rinnovabile (+23,2%).



Inaugurata la Floating Storage and Offloading (FSO) Leonis grazie alla quale è ripresa l'attività del Campo Petrolifero Vega, collegato alla nave serbatoio attraverso tre condotte sottomarine.

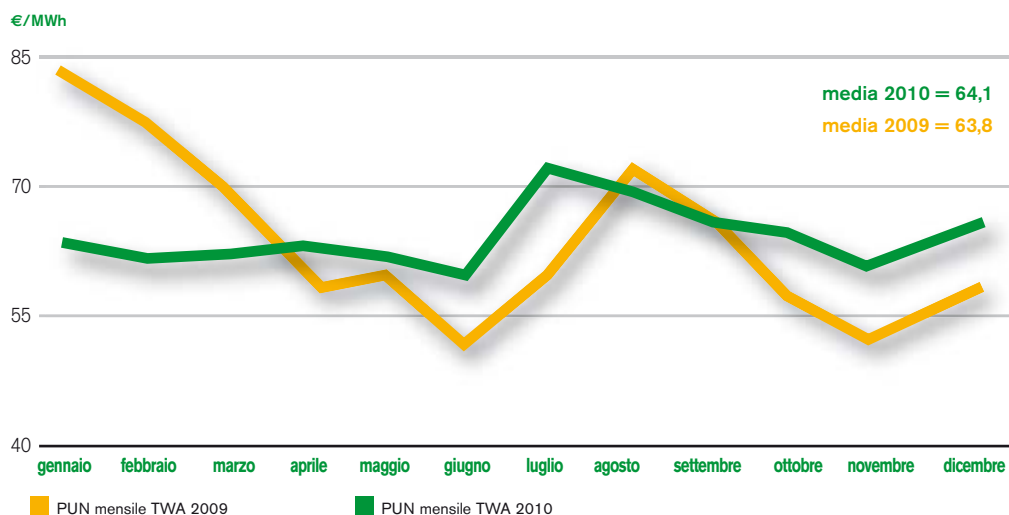
In particolare, per quanto riguarda le principali fonti rinnovabili, oltre al già citato decremento delle produzioni idroelettriche (-3,4 TWh; -6,6%) per la minor idraulicità rispetto al 2009, si segnala un deciso incremento delle produzioni eoliche (+1,9 TWh) e fotovoltaiche (+0,9 TWh) grazie al forte sviluppo della potenza installata nel corso del 2010; le produzioni geotermoelettriche rimangono invece sostanzialmente stazionarie.

Con riferimento allo scenario prezzi, al 31 dicembre 2010 la quotazione media del PUN TWA (Prezzo Unico Nazionale *Time Weighted Average*), si è attestata ad un livello di 64,1 euro/MWh, registrando un leggero incremento dello 0,5% rispetto al 2009 (63,8 euro/MWh).

Come evidenziato dal grafico sottostante il differenziale di prezzo tra i due anni sul primo semestre è spiegabile dal diverso andamento dei prezzi gas indicizzati a 9 mesi che nel primo periodo del 2009 scontavano il picco del petrolio dell'anno precedente. Nell'anno 2010 il trend si mantiene sostanzialmente stabile, all'interno della forchetta di 60-70 €/MWh con l'eccezione del mese di luglio dove si è registrato un incremento del carico di oltre il 5% rispetto a luglio 2009.

Nonostante il già citato incremento della domanda elettrica, l'introduzione di nuova capacità produttiva ha contribuito a mantenere una situazione di ampio margine di riserva; tale situazione contribuisce alla diminuzione del differenziale di prezzo fra ore piene ed ore vuote, con una flessione del prezzo nelle ore di picco ed un incremento di quello in ore vuote, legata anche all'aumento dei costi di generazione.

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





Per quanto riguarda i prezzi zonal si segnala che il differenziale fra il PUN e il prezzo in zona Sardegna a partire da Ottobre 2009 ha subito una marcata riduzione, effetto direttamente collegato all'aumento della capacità di interconnessione fra l'isola ed il continente legata all'entrata in servizio del cavo SAPEI.

Bilancio di gas naturale in Italia e scenario di riferimento

Mld/mc	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Servizi e usi civili	33,9	31,4	8,2%
Usi industriali	17,3	16,3	6,3%
Usi termoelettrici	30,1	28,7	5,1%
Consumi e perdite di sistema	1,5	1,3	6,0%
Totale domanda	82,8	77,7	6,6%

Fonte: dati 2009 e preliminari 2010 stime Edison su dati Snam Rete gas e Ministero Sviluppo Economico.

La domanda di gas naturale in Italia nel 2010 ha fatto registrare una crescita del 6,6% rispetto all'anno precedente attestandosi a circa 82,8 Mld di mc con un incremento complessivo di circa 5,1 Mld di mc registratosi in tutti i settori di consumo e frutto di un contesto economico più favorevole, di una termicità più rigida ed una limitata idraulicità del periodo che ha più che favorito l'incremento delle produzioni elettriche da fonti fossili.

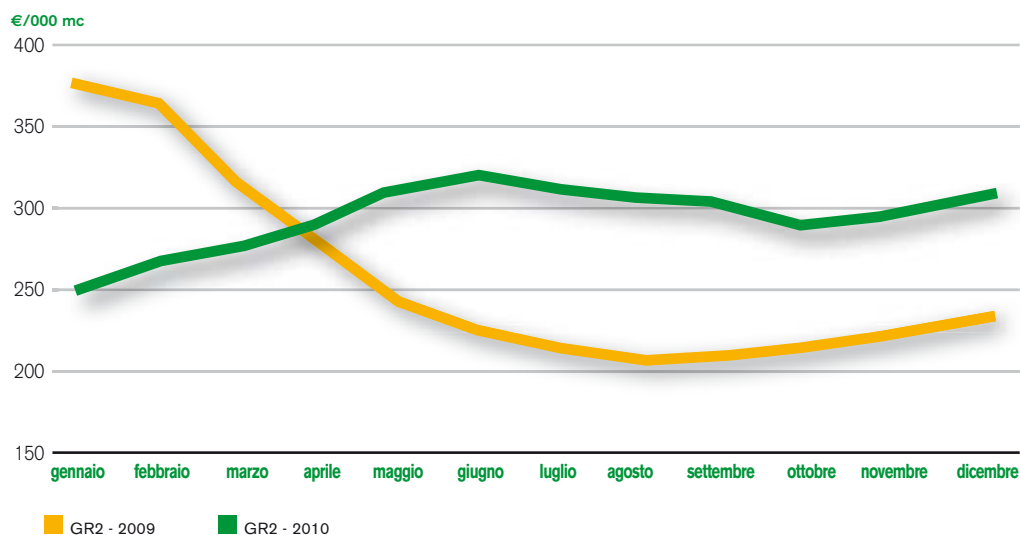
L'aumento dei consumi nel settore civile (aumentati di circa 2,5 Mld di mc; +8,2% rispetto al 2009) è da imputare sostanzialmente alle basse temperature registrate nel periodo invernale; deboli segnali di ripresa economica hanno favorito l'incremento dei consumi nel settore industriale (incrementati di circa 1 Mld di mc; +6,3% rispetto al 2009) che tuttavia registra valori ancora inferiori ai livelli del 2008. Nel 2010 si riscontra anche una leggera ripresa negli usi termoelettrici (aumentati di circa 1,4 Mld di mc; +5,1% rispetto al 2009), imputabile da un lato all'incremento della domanda elettrica e dall'altro al contributo delle produzioni a gas come conseguenza della riduzione verso l'anno precedente delle produzioni idroelettriche e delle importazioni nette.

Le fonti di approvvigionamento hanno registrato nel 2010:

- una produzione nazionale in linea con il valore del 2009 (+0,2%, andamento in controtendenza rispetto al trend decrescente degli ultimi anni);
- importazioni di gas in aumento (+6,5 Mld di mc rispetto al 2009), in linea con l'incremento dei consumi;
- un saldo a stoccaggio in immissione per circa 1,5 Mld di mc su base annua per la maggior capacità

conferita nel 2010 e per far fronte ad eventuali criticità causate dal disservizio del gasdotto Transitgas.

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 un aumento della formula *Gas Release 2* del 13,5% rispetto all'anno precedente risultante dalla ripresa del Brent post crisi solo lievemente compensato nella formula gas dall'apprezzamento della moneta europea sul dollaro.



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. Nonostante un trend in salita nel corso dell'anno, la media del 2010 si attesta a 270,0 euro/000 mc, segnando una diminuzione del 4,4% rispetto all'anno precedente.

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

	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Gas Release 2 - euro/000 mc ⁽¹⁾	295,4	260,2	13,5%
CCI - euro/000 mc ⁽²⁾	270,0	282,4	(4,4%)

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

(2) CCI (Corrispettivo di Commercializzazione all'Ingresso) fissato dalla delibera 134/06 e aggiornato in accordo alla delibera ARG/gas 192/08. Il prezzo è espresso al confine.

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO

Nel seguito si evidenziano i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa che si è succeduta nel corso del 2010 per i diversi ambiti del business aziendale.

Energia elettrica

Produzione

Risoluzione anticipata Convenzioni CIP 6/92: in data 2 dicembre 2009, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato un Decreto che definisce i termini e le condizioni per risolvere anticipatamente, e su base volontaria, le convenzioni CIP 6/92 degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da combustibili di processo o residui (Tariffe Monomie) e da combustibili fossili (Tariffe Binomie).

Il Ministero dello Sviluppo Economico, attraverso provvedimenti attuativi (decreto ministeriale 2 agosto 2010 e decreto ministeriale 8 ottobre 2010), ha provveduto a definire:

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

In data 26 ottobre 2010, il Consiglio di Amministrazione di Edison ha autorizzato la presentazione al Ministero dello Sviluppo Economico dell'istanza vincolante per la risoluzione anticipata, su base volontaria, delle convenzioni CIP 6/92 degli impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da combustibili fossili (Jesi, Milazzo, Porto Viro, Porcari), optando per il regime di pagamento del corrispettivo in forma rateizzata.

In data 30 novembre, il GSE ha quindi provveduto a controfirmare i contratti di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92 per le citate centrali di Jesi, Milazzo, Porto Viro e Porcari. La risoluzione avrà efficacia a partire dal 1° gennaio 2011.

Il Ministero dello Sviluppo Economico sta ora definendo il decreto che indicherà i parametri e le modalità per la risoluzione anticipata degli impianti a combustibile di processo (Taranto e Piombino per Edison). Il provvedimento è atteso per l'inizio del 2011.

Costo evitato combustibile (CEC): dopo la delibera AEEG 249/06 che aveva disciplinato l'aggiornamento del CEC per l'anno 2007, si ricorda che l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) aveva adottato la delibera 154/08, confermando l'impianto generale della 249/06 e definendo il costo evitato del combustibile per il 2008 e, nelle modalità di calcolo, per gli anni a venire. Tale delibera è stata impugnata e il relativo ricorso è stato accolto dal TAR con sentenza n. 3359 del 16/04/2009.

L'AEEG ha quindi proposto appello avverso la sentenza del TAR e la sentenza definitiva non è ancora stata pubblicata.

Nel frattempo la disciplina dell'aggiornamento del CEC è passata, con la legge 99/09, di competenza al Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), e la determinazione del conguaglio 2009 è stata stabilita con decreto del 12 luglio 2010, ove è prevista l'applicazione del metodo di aggiornamento di cui alla delibera 249/06.

Tuttavia l'AEEG si è riservata di formulare una nuova proposta per l'anno 2009 una volta avuta conoscenza dell'esito del contenzioso avanti al Consiglio di Stato relativo alla delibera 154/08; pertanto il decreto ministeriale, allo stato attuale, non può ritenersi definitivo.

Infine, per l'anno 2010, l'AEEG ha formulato al MSE una proposta (PAS 9/2010) che tiene conto ai fini dell'aggiornamento del CEC, anche dell'evoluzione dell'efficienza di conversione, ai sensi della citata legge 99/09. Il Ministero, tuttavia, non ha ancora recepito tale proposta ritenendo di dover svolgere ulteriori approfondimenti.

In assenza di previsione normativa il Gruppo ha determinato lo stanziamento del CEC (2008, 2009) sulla base della miglior stima, utilizzando una "154/08 rivista" alla luce dei principi di illegittimità riconosciuti dalla sentenza del TAR e, per il 2010, tenendo in considerazione la formula proposta dall'Autorità e non ancora approvata dal MSE (PAS 09/2010).

Concessioni idroelettriche: il 2010 ha offerto diverse novità legislative sul tema. Dapprima l'art. 15, comma 6 e ss., legge 122/2010, poi la legge regionale Lombardia n.19 del 23 dicembre 2010. In effetti, nell'esercizio della clausola di cedevolezza prevista dall'art. 15, comma 6-quater, della legge 122/2010 (per approfondimenti si vada alla sezione Tematiche Trasversali), la Regione Lombardia ha emanato la nuova normativa in materia di concessioni idroelettriche (contenuta nella L.R. Lombardia n.19 del 23 dicembre 2010 pubblicata sul 1° supplemento ordinario del Bollettino Ufficiale della Regione Lombardia n. 52 del 27 dicembre ed in vigore dal 28 dicembre 2010). La legge regionale prevede, tra l'altro, che:

- la Giunta Regionale possa consentire, per le sole concessioni in scadenza entro il 31 dicembre 2015, la prosecuzione temporanea, da parte del concessionario uscente, dell'esercizio degli impianti di grande derivazione ad uso idroelettrico per un periodo non superiore a cinque anni;
- nel periodo di prosecuzione temporanea, il concessionario uscente sia tenuto a versare alla Regione un canone aggiuntivo rispetto ai canoni e sovracani e alla cessione gratuita di energia già stabiliti;
- la Regione, allo scadere delle concessioni, acquisisca le opere e gli impianti afferenti l'utilizzazione delle acque pubbliche demaniali delle grandi derivazioni idroelettriche e li conferisca, entro sei mesi

dall'acquisizione, in proprietà a società patrimoniali di scopo con partecipazione totalitaria di capitale pubblico incedibile, cui partecipano senza oneri gli enti locali o anche loro forme di aggregazione sovra comunale interessati per territorio;

- le società patrimoniali mettano a disposizione del soggetto affidatario (e non più concessionario), individuato mediante procedure ad evidenza pubblica, le infrastrutture e gli impianti afferenti alla derivazione. Il soggetto affidatario esercirà le infrastrutture e gli impianti afferenti alla derivazione nel rispetto di condizioni e a fronte di un corrispettivo, da versarsi alle società patrimoniali, stabiliti dalla Giunta Regionale;
- al fine di garantire misure di compensazione territoriale, le concessioni, ricadenti in tutto o in parte nei territori delle province montane (tutte le province lombarde tranne quelle di Milano e Pavia) siano affidate direttamente a società a partecipazione mista pubblica e privata partecipate dalle province interessate, a condizione che la selezione del socio privato venga effettuata mediante procedure competitive ad evidenza pubblica.

Si precisa che non è ancora stato pubblicato il provvedimento del Ministero dello Sviluppo Economico (originariamente previsto per fine gennaio) relativo ai requisiti organizzativi e finanziari minimi, ai parametri ed ai termini concernenti le procedure di gara previste dall'art. 12, comma 1, decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 per il rinnovo delle concessioni idroelettriche (ai sensi dell'art. 15, comma 6-ter, lett. c), legge 122/2010).

Ambiente

Reintegro oneri CV per gli impianti CIP 6/92: in data 29 marzo 2010 è stata pubblicata la delibera ARG/elt 35/10 relativa al riconoscimento degli oneri CV per gli impianti CIP 6/92 per l'obbligo dell'anno 2008, che ha confermato gli orientamenti espressi nel documento di consultazione 40/09 del 22 dicembre 2009, fissando il valore unitario di rimborso pari a 60,10 €/MWh

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

- l'assegnazione di un incentivo costante nel tempo (feed-in) a partire dal 1° gennaio 2013, per i nuovi impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 e con potenza non inferiore a un valore "P" da individuare (comunque non inferiore a 5 MW);
- l'assegnazione tramite aste al ribasso (gestite dal GSE) di un incentivo (feed-in) per i nuovi impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 e con potenza maggiore di "P" MW; le aste saranno contingentate per potenza e per fonte/tecnologia;
- l'incentivo anche per gli interventi di ripotenziamento, di rifacimento parziale e totale, di integrale ricostruzione e per le centrali ibride;
- mantenimento fino al 2015 dei CV e tariffa fissa omnicomprensiva per gli impianti esistenti (entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2012); il decreto consente la trasformazione dei CV in feed-in per il periodo residuo di diritto all'incentivazione, in modalità tali da garantire la redditività degli investimenti effettuati;
- un periodo transitorio in cui rimangono validi i certificati verdi (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.

La normativa di dettaglio sarà definita con successivi decreti attuativi entro sei mesi dall'entrata in vigore del decreto.

Mercato all'ingrosso

Unità essenziali per la sicurezza del sistema (UESS): l'anno 2010 ha visto una fervente attività sul tema. Sul contenzioso relativo alla delibera ARG/elt 97/08, nel mese di maggio il Consiglio di Stato ha stabilito i criteri per il rimborso a Enel in relazione all'inclusione fra le unità

essenziali degli impianti in Sicilia e Sardegna per il periodo di vigenza del suddetto provvedimento. Per quanto riguarda la disciplina sugli impianti essenziali attualmente vigente, l'AEEG con la delibera ARG/elt 161/10 ha definito i criteri per il riconoscimento dei costi per gli impianti essenziali rientranti nel regime ordinario; a tale provvedimento ne sono poi susseguiti altri durante l'ultimo trimestre 2010 con i quali sono stati precisati i parametri relativi alla determinazione del costo variabile riconosciuto per gli impianti essenziali 2011, ivi incluso l'impianto di San Filippo del Mela (Edipower). Si segnala, infine, che, a fine aprile, il T.A.R. Lombardia ha rimesso alla Corte di Giustizia Europea la decisione sul ricorso delle società Enel Produzione, Edison Trading e Edipower avverso la delibera 52/09. La Corte di Giustizia ha provveduto alla pubblicazione in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea solamente nel mese di dicembre.

Riforma del mercato elettrico: l'anno 2010 ha visto il completamento della riforma del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) con integrazione con i mercati *intraday* (delibera ARG/elt 211/10 di approvazione del Codice di Rete predisposto da Terna) e l'avvio del progetto di *market coupling* con la Slovenia (delibere ARG/elt 143/10 e 243/10); entrambi gli interventi avranno decorrenza da gennaio 2011. Inoltre, l'AEEG ha pubblicato due documenti di consultazione (DCO 9/10 e DCO 38/10) mirati all'introduzione di un mercato della capacità in sostituzione dell'attuale meccanismo transitorio di remunerazione della capacità produttiva (*capacity payment*) di cui alla delibera 48/04; infine si segnala come le modalità di applicazione del *capacity payment* transitorio siano state riviste con la delibera ARG/elt 166/10.

Mercato retail

Standard di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica per le prestazioni commerciali: è stata pubblicata la Determina 9/10 che approva le strutture XML da utilizzare per gli scambi informativi in tema di standard di comunicazione tra distributori e venditori di energia elettrica per le prestazioni commerciali di cui al TIQE (allegato delibera 333/07). La determina si inquadra nelle previsioni della delibera ARG/com 13/10 e segue le precedenti determinazioni n. 2/10 e 3/10 relative alle istruzioni operative in tema di standard di comunicazione.

In relazione al Sistema Informativo Integrato (SII), si segnala che a seguito del DCO 14/10 che propone, sia per il mercato elettrico sia per quello gas, l'adozione di SII per la gestione dei rapporti fra gli operatori dando priorità al processo di *switching* AEEG ha pubblicato la delibera ARG/com 128/10 con cui dava mandato all'Acquirente Unico di definire, entro il 15 novembre 2010, le specifiche tecniche e il disciplinare di gara per l'assegnazione dei lavori ivi inclusi i relativi massimali di spesa riguardanti un nuovo sistema informativo integrato. Negli ultimi giorni di dicembre l'Acquirente Unico ha bandito la gara europea per il fornitore che dovrà realizzare e gestire per cinque anni l'infrastruttura digitale.

Con delibera ARG/com 201/10, AEEG ha stabilito le direttive per lo sviluppo del SII.

Il provvedimento approva i criteri generali di funzionamento del SII che sono riportati nell'allegato A (in allegato) del provvedimento stesso.

Da ultimo, con delibera ARG/com 224/10, AEEG ha determinato il corrispettivo unitario pari a 0,0137 €/punto di prelievo/mese che a partire dal primo aprile 2011 gli utenti del dispacciamento e gli esercenti la maggior tutela dovranno pagare a Terna mensilmente in base al numero di punti di prelievo inclusi nel proprio contratto di dispacciamento. Il corrispettivo serve a coprire i costi che l'AU, in qualità di gestore dell'SII, sosterrà per l'implementazione e gestione del Sistema stesso. Non si prevede comunque che il SII entri in funzione prima di 1-2 anni.

Morosità - Sistema Indennitario: con delibera ARG/elt 191/09 l'AEEG ha definito i criteri alla base di un sistema indennitario che garantisca al *trader* uscente un indennizzo pari ad un mese di fornitura in caso di perdita di un cliente moroso. Il sistema si applica solamente ai clienti aventi le caratteristiche della maggior tutela: l'indennizzo è direttamente addebitato al cliente finale moroso tramite un corrispettivo tariffario C^{MOR}. Inoltre, l'AEEG, nell'allegato B alla del. 191/09, ha dato mandato ad Acquirente Unico di redigere uno schema di regolamento per il funzionamento del Sistema Indennitario. Lo schema di regolamento redatto da AU è stato sottoposto a consultazione e approvato con delibera ARG/elt 219/10 che apporta anche alcune modifiche alle disposizioni dell'Allegato B

(Sistema Indennitario per l'esercente la vendita uscente a carico del cliente finale moroso) della delibera 191/09 a seguito delle osservazioni pervenute da parte degli operatori al DCO 36/10. Il sistema indennitario verrà dunque esteso a tutti i clienti finali in BT e il valore dell'indennizzo dovrà essere commisurato alla stima della spesa di due mesi di erogazione della fornitura del cliente e deve comprendere l'eventuale valore del C^{MOR} non saldato ad altri venditori precedenti. In ultimo viene data la possibilità al venditore entrante di avvalersi della possibilità di revoca dello *switching* qualora per il cliente richiesto sia in atto una richiesta di indennizzo da parte dell'uscente. Tale sistema completa la disciplina per il distacco per morosità (delibera ARG/elt 4/08) che prevede la facoltà di revoca dello *switching* da parte del fornitore entrante nell'ipotesi in cui il punto di prelievo sia stato distaccato. Punto critico è il flusso del pagamento del C^{MOR} che vede il venditore entrante come parte attiva, infatti quest'ultimo potrebbe ritrovarsi a saldare un corrispettivo senza averlo ancora riscosso dal cliente finale esponendosi, dunque, a un rischio creditizio.

Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali:

è stata pubblicata la delibera ARG/com 104/10 che approva un unico codice di condotta commerciale per il mercato elettrico e del gas. La delibera opera dei cambiamenti particolarmente onerosi, sia in termini economici sia di tempo per gli esercenti la vendita. Avverso la delibera è stato presentato ricorso al TAR Lombardia e, in attesa degli esiti, Edison Energia si sta adoperando per recepire tutte le disposizioni che entreranno in vigore l'1 gennaio 2011. AEEG, a seguito dei ricorsi presentati dalle varie associazioni o singoli operatori, ha pubblicato un documento di consultazione, il DCO 39/10, sottoponendo agli operatori la definizione dell'ambito di applicazione del Codice stesso con riferimento ai clienti finali multisito e la disciplina del riconoscimento di un indennizzo automatico dall'esercente la vendita al cliente finale nel caso di mancato rispetto della periodicità di fatturazione stabilita nel contratto liberamente definito dalle parti del rapporto di fornitura.

A seguito del processo consultivo, è stata pubblicata la delibera 239/10 che riporta alcune modifiche alla delibera 104/10 tra cui l'eliminazione della definizione di cliente multisito e l'applicazione di un indennizzo automatico pari a 20 euro per mancato rispetto della periodicità di fatturazione a partire dal 1° settembre 2011 sia nel caso in cui il mancato rispetto dipenda dal venditore sia nel caso in cui dipenda dal distributore.

Esecuzione prestazioni Qualità Commerciale e Misura Gas: AEEG ha pubblicato la delibera ARG/com 147/10 che introduce sostanziali e onerose modifiche in capo ai Distributori e ai Venditori sia in campo elettrico che nel gas. È, infatti, stato introdotto uno standard specifico, consistente in un indennizzo pari a 30 euro, per il mancato rispetto della tempestività di trasmissione, da parte del venditore al Distributore, della richiesta di esecuzione di una prestazione di qualità commerciale. A seguito dei due processi consultivi avviati, per il settore gas, con i DCO 6/10 e 18/10, la 147/10 ha stabilito che il distributore è tenuto alla corresponsione di un indennizzo al cliente finale pari a 30 euro per la mancata raccolta delle misura in caso di contatori accessibili. La Delibera è stata impugnata, ma al momento non si conoscono gli esiti.

Idrocarburi

Tariffe e mercato

Conguagli tariffari: è stata pubblicata la delibera ARG/gas 206/10 che modifica e integra la delibera 229/01 in tema di rateizzazione del pagamento della bolletta GAS.

La delibera si inquadra nel consultivo instaurato con DCO 33/10 attuato a seguito del ricorso presentato da parte di alcune imprese di vendita e di alcune associazioni di operatori in merito alla delibera ARG/gas 85/10. Le disposizioni del provvedimento entreranno in vigore il 1° marzo 2011 e confermano la non cumulabilità delle rate, il numero minimo di rate, i termini entro i quali richiedere il pagamento, la possibilità di rinegoziazione, tra cliente e venditore, di un piano di rientro differente rispetto a quello standard.

Tali previsioni si applicano anche ai conguagli tariffari, ivi compresi quelli generati dalle eventuali deliberazioni di approvazione e modifica delle tariffe in esecuzione di decisioni di organi giurisdizionali.

Condizioni economiche di fornitura: con delibera ARG/gas 89/10 l'AEEG ha ridotto nell'ambito delle condizioni economiche della fornitura di gas il valore della componente tariffaria all'ingrosso, CCI, a partire dall'1 ottobre 2010 e fino al 30 settembre 2011. Nell'anno termico 2010-2011 la riduzione si attuerà attraverso l'applicazione al parametro QE_0 dei coefficienti moltiplicativi "K" pari a 0,925 comportando una diminuzione media della CCI di 2,1 cent.€/mc. Il "taglio" costituisce comunque un segnale di abbassamento dei livelli di prezzo del mercato finale che dovrà essere portato sui tavoli di rinegoziazione degli approvvigionamenti.

Con delibera ARG/com 93/10, l'AEEG ha istituito le componenti tariffarie GS_T e RE_T poste a capo degli utenti del trasporto direttamente allacciati alla rete di trasporto nazionale, e avviato un procedimento per individuare i criteri e le modalità di applicazione di tali componenti. A seguito della consultazione avviata nell'ambito di tale procedimento è stata pubblicata la delibera ARG/gas 177/10 che dispone i criteri e le modalità di applicazione delle componenti tariffarie GS_T e RE_T .

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

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

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

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

Infrastrutture

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

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

- l'applicazione di una tariffa unica nazionale (TUN) ed il meccanismo di perequazione ad essa connesso;
- il sistema di garanzia dei ricavi per i costi di capitale sostenuti dalle imprese di stoccaggio;

- il riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito nella realizzazione di nuovi stoccaggi e nel potenziamento dei siti esistenti.

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

Tra le principali novità introdotte si evidenziano:

- l'adozione dell'anno solare come periodo di riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe;
- l'introduzione di una specifica componente tariffaria per la copertura dei costi di ripristino dei siti di stoccaggio;
- l'applicazione di coefficienti di recupero di produttività (X-factor) differenziati per ciascuna impresa di stoccaggio, dimensionati in modo da tener conto dell'incremento delle efficienze registrate da ciascuna impresa.

L'Autorità ha inoltre adottato la delibera ARG/gas 204/10, che regola la qualità del servizio di stoccaggio per il terzo periodo di regolazione introducendo nuove disposizioni in materia di continuità del servizio (a decorrere dal 1° gennaio 2011), sicurezza e qualità commerciale (in vigore dal 1° aprile 2011).

Tra le novità introdotte, si segnalano in particolare:

- Continuità del servizio:
 - sono stati ridefiniti i fattori di adeguamento della curva di modulazione in funzione dello svaso, prevedendo che gli stessi possano essere aggiornati dallo stoccatore rispetto alla data di prima pubblicazione, soltanto rimanendo all'interno di una fascia di tolleranza;
 - sono esclusi dall'applicazione della maggior parte degli obblighi derivanti dalla nuova disciplina i giacimenti considerati in avviamento (laddove il periodo di avviamento è definito come quello intercorrente tra la data corrispondente al primo conferimento di capacità ad un utente del servizio ed il 31 marzo del terzo anno termico successivo a quello di primo conferimento);
 - non è stato introdotto alcun sistema indennitario per il mancato rispetto degli obblighi.
- Qualità Commerciale:
 - le imprese che gestiscono giacimenti in avviamento non sono escluse dal rispetto della disciplina in materia, tranne che per gli obblighi concernenti i sistemi informativi, è stabilito a 150 euro il valore dell'eventuale indennizzo automatico da riconoscere all'utente del servizio.

Trasporto gas: l'AEEG ha adottato la delibera ARG/gas 2/10, che definisce, in attuazione del decreto ministeriale 28 aprile 2006, le nuove regole per il conferimento in *Open Season* della capacità di trasporto sulla rete nazionale dei gasdotti, per nuovi terminali di rigassificazione e gasdotti di *import/export*, in possesso dell'esenzione dal diritto di accesso dei terzi ovvero del diritto di allocazione prioritaria (entrambi rilasciati dal Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi del decreto ministeriale 11 aprile 2006).

Le regole introdotte sono finalizzate a permettere un'efficiente e coordinata pianificazione dei futuri potenziamenti della rete nazionale dei gasdotti, in quanto, all'interno di una finestra temporale ben identificata, viene raccolto l'interesse di tutti i soggetti interessati al potenziamento della rete di trasporto. Inoltre, le nuove regole consentiranno ai soggetti coinvolti di stipulare, una volta concluso il processo, un contratto di lungo periodo con il trasportatore italiano, per una durata e per delle capacità coerenti con quelle relative all'esenzione ottenuta.

Tematiche trasversali

Nucleare: il Governo dopo aver approvato il D. Lgs n. 31/2010 recante la "Disciplina della localizzazione, della realizzazione e dell'esercizio nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia elettrica nucleare, di impianti di fabbricazione del combustibile nucleare, dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché misure compensative e campagne informative al pubblico" è andato avanti per completare il quadro normativo.

È stato infatti pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 156 del 7 luglio 2010 lo Statuto dell'Agenzia Nucleare, che contiene i criteri per l'organizzazione, il funzionamento, la regolamentazione e la vigilanza dell'Agenzia. Nel contempo la Corte Costituzionale, con sentenza n. 331 del 3 novembre 2010, ha dichiarato illegittime le leggi con cui alcune Regioni (nello specifico Puglia, Basilicata e Campania) avevano vietato l'installazione di impianti nucleari e di stoccaggio di rifiuti radioattivi.

Decreto per la negoziazione delle quote di gas naturale importato: il decreto ministeriale 18 marzo 2010, in osservanza del combinato disposto dell'articolo 11, comma 2, del decreto legge 7/07 e del comma 1, articolo 1, del decreto ministeriale 19 marzo 2008, ha stabilito le modalità con cui gli importatori assolvono l'obbligo di cui al D.L. 7/2007 e affida al GME l'organizzazione e la gestione di una Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote del gas importato (P-GAS). Finalità del presente decreto sono quelle di agevolare l'adempimento dell'obbligo d'offerta delle quote di import, facilitare l'incontro tra domanda e offerta, minimizzare i costi di transazione, nonché incrementare la trasparenza dei prezzi. Il decreto prevede inoltre la possibilità che alla piattaforma siano ammessi anche volumi di gas non ricadenti negli obblighi previsti dal decreto n. 7/07.

Le modalità di offerta e di consegna sono state definite dall'AEEG con la Delibera ARG/gas 58/10. I soggetti importatori su cui grava l'obbligo di offerta dovranno ogni anno, entro il 30 novembre, trasmettere al MSE e all'AEEG una relazione contenente le informazioni utili a verificare il corretto adempimento dell'obbligo (volumi importati e volumi offerti). Nei casi in cui le offerte dovute non siano corrisposte, è previsto l'obbligo di mettere a disposizione sulla piattaforma il doppio del volume dovuto: in caso di ripetuta inosservanza è prevista la revoca dell'autorizzazione all'importazione o il diniego, per un periodo fino a cinque anni, di nuove autorizzazioni.

La P-GAS è entrata in operatività dal 10 maggio 2010 ed è gestita dal GME in qualità di controparte centrale.

Legge n. 111/2010: è stata pubblicata (GU n. 167 del 20 luglio 2010) la legge 19 luglio 2010, n. 111 recante Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 20 maggio 2010, n. 72, in materia di misure urgenti per il differimento di termini in materia ambientale e di autotrasporto, nonché per l'assegnazione di quote di emissione di CO₂. La legge prevede misure per l'assegnazione di quote di emissione di CO₂ in favore degli operatori energetici ed industriali titolari di impianti entrati in funzione dopo l'adozione del Piano nazionale di assegnazione (PNA) delle quote medesime per il periodo 2008-2012.

D. Lgs. 85/2010 (c.d. Federalismo Patrimoniale o Demaniale): è stato pubblicato (GU n. 134 del 11 giugno 2010) il D. Lgs. 28 maggio 2010, n. 85 recante attribuzione a comuni, province, città metropolitane e regioni di un proprio patrimonio, in attuazione dell'articolo 19 della legge 5 maggio 2009, n. 42. In materia di energia, il provvedimento prevede i seguenti elementi rilevanti:

- trasferimento alle Regioni dei beni del demanio idrico come definiti dagli articoli 822, 942, 945, 946 e 947 del codice civile e dalle leggi speciali di settore;
- trasferimento alle Province dei beni del demanio idrico di cui all'articolo 5, comma 1, lettera b), limitatamente ai laghi chiusi privi di emissari di superficie che insistono sul territorio di una sola Provincia, e le miniere che non comprendono i giacimenti petroliferi e di gas e le relative pertinenze nonché i siti di stoccaggio di gas naturale e le relative pertinenze.

Legge n. 96/2010 (c.d. Legge comunitaria 2009): è stata pubblicata (GU n. 146 del 25 giugno 2010) la legge 4 giugno 2010, n. 96 recante disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione Europea che è entrato in vigore il 10 luglio 2010. La legge prevede il recepimento delle direttive sul mercato dell'energia, sulle infrastrutture gas e rinnovabili, nonché la semplificazione delle autorizzazioni per gli impianti da fonte rinnovabile. In particolare, viene data attuazione alla direttiva 2009/73/CE relativa al mercato interno del gas naturale, alla direttiva 2009/72/CE relativa al mercato interno dell'energia elettrica ed infine alla direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

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

- art. 15, comma 6 e ss. in tema di concessioni idroelettriche: si prevede, tra l'altro una proroga statale di 5 anni per tutte le concessioni in essere (comma 6-ter, lett. b)); che il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, previa intesa



Finalizzata l'intesa per la realizzazione del nuovo gasdotto IGB fra Grecia e Bulgaria. Nelle foto la mappa con il percorso dell'impianto.

con la Conferenza unificata, determini, con proprio provvedimento ed entro il termine di sei mesi dalla data di entrata in vigore delle disposizioni (gennaio 2011), i requisiti organizzativi e finanziari minimi, i parametri ed i termini concernenti le procedure di gara previste dall'art. 12, comma 1, D. Lgs. 16 marzo 1999, n. 79 (comma 6-ter, lett. c); una eventuale proroga aggiuntiva pari a 7 anni (comma 6-ter, lett. d) in caso di costituzione di Spa miste con le Province di cui all'art. 1, comma 153, Legge 296/2006 (Sondrio, Brescia, Como e Verbania) nonché l'aumento delle basi di calcolo dei sovra canoni per Enti Locali Riviervaschi e BIM di cui alla legge n. 925/1980. Va precisato, tuttavia, che le citate previsioni sono soggette a clausola di cedevolezza (comma 6-quater) ovvero che tutte le disposizioni previste dall'emendamento in questione sono applicabili fino all'emanazione di differenti norme regionali in materia nei limiti delle relative competenze (come riportato nella Sezione Produzione, nell'esercizio della clausola di cedevolezza, la Regione Lombardia, con L.R. Lombardia n.19 del 23 dicembre 2010, ha già emanato la nuova disciplina regionale in materia di concessioni idroelettriche);

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

Sul punto, si segnala che le disposizioni in materia di concessioni idroelettriche sono state oggetto di impugnazione dinanzi la Corte Costituzionale da parte della Regione Liguria (che ha impugnato l'art. 15, comma 6-ter, lett. b) e d) e 6-quater) e della Regione Emilia Romagna (che ha contestato la sola legittimità del comma 6-quater) per asserita violazione dell'art.117, comma 3, Costituzione.

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

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

T.U. Ambiente: è stato pubblicato (GU n. 186 del 11 agosto 2010) il Decreto Legislativo "recante modifiche ed integrazioni al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della Legge 18 Giugno 2009, n. 69".

Tra le modifiche introdotte sono state recepite alcune osservazioni di interesse relative alla parte II e V del D. Lgs. n. 152/2006, rispettivamente, in tema di disciplina dei procedimenti di VIA e AIA ed in



materia di tutela della qualità dell'aria. Inoltre, è stato introdotto il divieto di attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi non solo all'interno delle aree marine e costiere protette, ma anche in un raggio di 12 miglia marine dalle linee di base delle acque territoriali lungo l'intero perimetro costiero nazionale e, limitatamente agli idrocarburi liquidi, nella fascia marina compresa entro 5 miglia dalle medesime linee. La norma si applica retroattivamente ai procedimenti autorizzativi già avviati ed in corso di svolgimento o finalizzazione.

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

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

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

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

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

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

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

In attuazione di alcune delle disposizioni del decreto, in data 11 novembre 2010, l'AEEG ha pubblicato la delibera ARG/gas 193/10 recante "Determinazione delle misure e dei corrispettivi di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130" con cui sono stati definiti:

- i diritti e gli obblighi dei soggetti che beneficiano dello stoccaggio virtuale;
- le tipologie dei servizi virtuali offerti;
- i mercati esteri di riferimento (TTF e Zeebrugge) e i relativi costi di trasporto per portare gas sino al PSV;
- le modalità con le quali il GSE seleziona gli *shipper* per la fornitura del servizio di *shipping*;
- le modalità con le quali il soggetto obbligato (ENI) assolve all'obbligo di contribuzione nella fornitura dello stoccaggio virtuale per il 50% dei volumi assegnati in via diretta o tramite compensazione economica al GSE.

L. 129/2010 ("Sblocca Centrali"): è stata pubblicata (G.U. n. 192 del 18 agosto 2010) la legge n. 129 del 2010, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi.

Il D.L. reca interventi urgenti in materia di trasmissione, distribuzione e produzione dell'energia che rivestono carattere strategico nazionale. È previsto che il Governo, d'intesa con le Regioni e le Provincie Autonome interessate, individui gli interventi e le opere urgenti e indifferibili connesse alla trasmissione, distribuzione e produzione dell'energia, per i quali ricorrano particolari ragioni di urgenza anche in riferimento allo sviluppo socio-economico e che devono essere effettuati con mezzi e poteri straordinari.

D.M. 10 dicembre 2010: è stato pubblicato (G.U. n. 305 del 31 dicembre 2010) il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico recante "Attuazione dell'articolo 30, comma 27, della legge 23 luglio 2009, n. 99, in materia di rapporti intercorrenti fra i gestori delle reti elettriche, le società di distribuzione in concessione, i proprietari di reti private ed i clienti finali collegati a tali reti", ivi incluse le Reti Interne di Utenza (RIU).

In sintesi, il decreto dispone:

- l'obbligo di connessione di terzi è posto esclusivamente in capo ai gestori di trasmissione (Terna) e distribuzione (imprese distributrici); le RIU, e in generale le reti private, non hanno l'obbligo di connessione di terzi;
- l'introduzione dell'obbligo di libero accesso al sistema elettrico, posto in capo a tutti i gestori di reti private, incluse le RIU: in sostanza l'obbligo permette all'utente finale connesso alle proprie reti di poter scegliere liberamente il proprio fornitore (non ci sono modifiche rispetto a quanto previsto oggi in materia di mercato libero e clienti idonei);
- l'introduzione del sistema di auto-provvigionamento energetico: si tratta del caso di uno o più impianti di produzione di energia elettrica collegati in modo privato ad un impianto di consumo appartenente ad un unico cliente finale o ad unico gruppo societario. Gli impianti di produzione possono essere anche di terzi e l'unico vincolo richiesto è che essi siano costruiti sull'area di proprietà del titolare dell'impianto di consumo e che condividano con l'impianto di consumo la connessione alla rete pubblica (si tratta in pratica dell'estensione della definizione dei Sistemi efficienti d'utenza (SEU) a tutti gli impianti di produzione legati ad un impianto di consumo, sono in ogni caso escluse le centrali);
- l'introduzione della facoltà per il distributore di richiedere al gestore delle reti private l'utilizzo di tali reti per l'erogazione del servizio di connessione ai clienti finali: i criteri e le condizioni economiche di tale attività saranno definite dall'AEEG;
- il pagamento da parte delle RIU del trasporto e degli oneri di sistema sulla sola energia di integrazione. Tale regime vale anche per il pregresso.

Politiche energetiche europee

European Recovery Plan: è proseguito l'iter di assegnazione dei fondi stanziati per lo sviluppo delle interconnessioni elettriche e gas a seguito dell'adozione dell'*European Recovery Plan* (EERP). Nel gennaio 2010 il Parlamento europeo, in sede di scrutinio, ha approvato la Decisione della Commissione e ora sono in corso di finalizzazione le Decisioni finali di assegnazione individuale dei fondi.

In questo ambito rientrano anche alcuni progetti sostenuti da Edison quali le infrastrutture per l'importazione

del gas ITGI, IGB e GALSI cui sono stati assegnati, rispettivamente, 100, 45 e 120 milioni di euro. Sono stati trasmessi alla Commissione i progress report e le lettere di proroga per la FID (condizionale all'erogazione dei fondi) fino al novembre 2011.

Trasparenza e integrità nei mercati all'ingrosso (gas, energia elettrica, CO₂) e regolamentazione

dei mercati finanziari (derivati OTC, Direttiva MiFID): il Terzo Pacchetto Mercato Interno ha introdotto una serie di obblighi in capo agli operatori elettrici e gas in termini di raccolta di informazioni e loro fruibilità da parte delle Istituzioni preposte in merito ai contratti di fornitura e strumenti derivati, al fine di rafforzare il quadro comunitario in materia di trasparenza e *record keeping*. In conseguenza della crisi finanziaria internazionale, la Commissione Europea sta inoltre presentando una serie di nuove proposte legislative per rafforzare ulteriormente il controllo e la supervisione dei mercati finanziari.

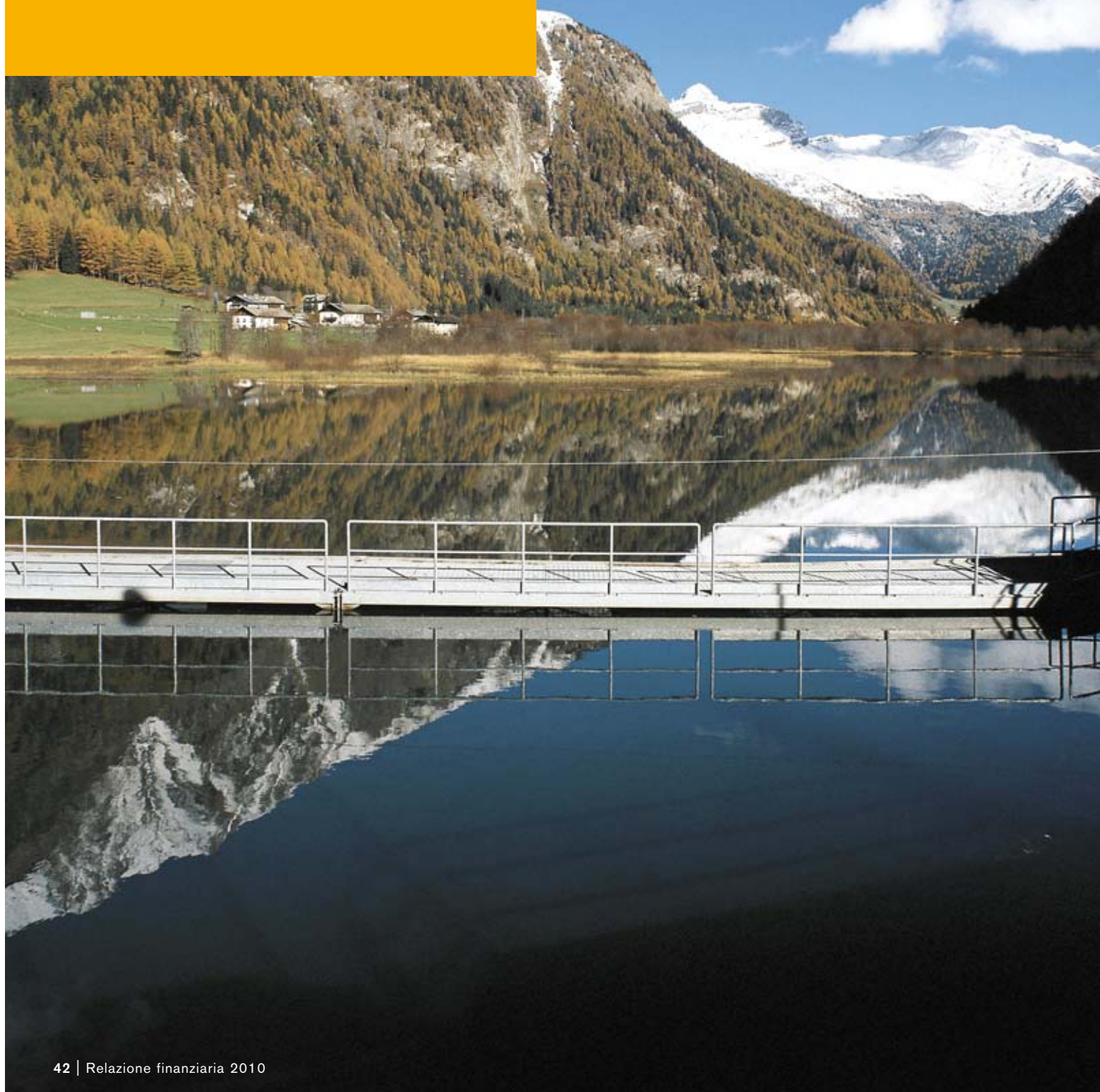
La Commissione ha recentemente concluso (febbraio 2011) una consultazione per la revisione della Direttiva MiFID 39/2004/CE (Mercati di strumenti finanziari). Fra gli obiettivi della revisione del quadro in vigore è probabile una modifica del regime di esenzione accordata dall'art. 2 (1)(k) della Direttiva ai soggetti (incluse le società energetiche) la cui attività principale consista nel negoziare per conto proprio merci e/o strumenti derivati su merci, salvo persone che negoziano per conto proprio merci e/o strumenti derivati su merci e facenti parte di un gruppo la cui attività principale consiste nella prestazione di altri servizi di investimento, secondo la definizione della MiFID, o della Direttiva sui servizi bancari.

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

- **Allocazioni gratuite ETS 2013 - 2020:** è stata adottata la Decisione della Commissione Europea (misura attuativa della nuova Direttiva ETS 29/2009/CE) sulla determinazione dei valori di *benchmark* (espressi in ton CO₂/ton prodotto) per quantificare le allocazioni gratuite per la CO₂ nei settori esposti a *carbon leakage* per il periodo 2013 - 2020. Per quanto riguarda il recupero dei gas di processo per la produzione di energia elettrica, la decisione prevede che, per la determinazione dei valori di *benchmark* (incluse la produzione di acciaio e carta) il contenuto di CO₂ dei gas di processo sia tenuto in considerazione al fine di poter quantificare le allocazioni gratuite attribuite agli impianti;
- **Aste CO₂ ETS per il 2013 - 2020:** è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale dell'UE il Regolamento (misura attuativa della nuova Direttiva ETS 29/2009/CE) che disciplina l'organizzazione e la gestione delle aste per assegnare, a titolo oneroso, le quote di CO₂ per il periodo 2013-2020. Il Regolamento definisce modalità armonizzate di organizzazione, gestione e monitoraggio delle piattaforme d'asta (una piattaforma UE e possibilmente piattaforme nazionali) nonché la tempistica, il calendario ed i criteri di partecipazione alle aste per garantire che siano svolte in maniera trasparente e non discriminatoria. La Commissione ha recentemente chiuso (febbraio 2011) una consultazione sull'anticipo delle aste per la CO₂ per modificare, eventualmente, il Regolamento e consentire agli operatori termoelettrici l'acquisto anticipato di *European Union Allocations* (EUAs) per l'*hedging* sulla fase 3;

Nuova strategia di politica energetica UE al 2020: la Commissione Europea ha presentato una Comunicazione che definisce gli obiettivi e le azioni UE al 2020 per conseguire gli obiettivi ambientali già definiti con il pacchetto clima e per facilitare la realizzazione in tempo utile gli investimenti in infrastrutture necessari (per circa 1000 miliardi di euro) in sostituzione della capacità di generazione, e per l'integrazione del mercato e la diversificazione di fonti e rotte per la sicurezza degli approvvigionamenti. L'azione UE è definita nel nuovo quadro del nuovo Trattato di Lisbona che riconosce all'UE competenze dirette in materia di energia (art. 194). Dati i tre obiettivi di sostenibilità, competitività e sicurezza degli approvvigionamenti, un nuovo accento è posto sulla competitività, in un contesto economico modificato dalla crisi, e sugli investimenti, fondamentali per permettere all'economia di sostenere la ripresa cercando al contempo di mitigare l'impatto del ciclo di investimenti necessari (sui prezzi dell'energia in primis).

UN ANNO IN SINTESI. ANDAMENTO DEI SETTORI



ENERGIA ELETTRICA

Dati quantitativi

Fonti

GWh (*)	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Produzione Italia:	41.824	41.601	0,5%
- produzione termoelettrica	35.361	35.646	(0,8%)
- produzione idroelettrica	5.734	5.397	6,2%
- produzione eolica e altre rinnovabili	729	558	30,8%
Altri acquisti ⁽¹⁾	30.070	18.771	60,2%
Totale fonti Italia	71.894	60.372	19,1%
Produzione estero	943	236	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 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Dedicata CIP 6/92	10.733	11.050	(2,9%)
Clienti captive e altro	3.641	2.464	47,8%
Mercato libero:	57.520	46.858	22,8%
Clienti finali ⁽¹⁾	27.276	24.978	9,2%
IPEX e mandati	1.327	2.452	(45,9%)
Grossisti e portafoglio industriale	15.422	8.837	74,5%
Altre vendite ⁽²⁾	13.495	10.591	27,4%
Totale impieghi Italia	71.894	60.372	19,1%
Vendite produzione estero	943	236	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 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Ricavi di vendita	7.289	6.463	12,8%
Margine operativo lordo	1.055	1.227	(14,0%)
Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	1.130	1.086	4,1%
Investimenti in immobilizzazioni	242	372	(34,9%)
Dipendenti (numero) ⁽¹⁾	1.949	1.946	0,2%
- di cui da attività in dismissione	119	-	n.s.

(1) Vedi nota pagina 20.

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

Produzioni ed Approvvigionamenti

Le produzioni del Gruppo in Italia si attestano a 41.824 GWh, sostanzialmente allineate rispetto al 2009. Per le produzioni termoelettriche, in particolare, si registra una riduzione pari a circa lo 0,8% anche in conseguenza del sensibile aumento delle produzioni idroelettriche e delle altre rinnovabili (+6,2% e +30,8% rispettivamente). Le produzioni estere si riferiscono al contributo della centrale di Elpedison Power Sa a Salonico in Grecia i cui effetti sono inclusi nel perimetro di consolidamento a partire dal 31 marzo 2009.

Bacino della centrale idroelettrica di Prati di Vize (Bolzano).

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

Vendite ed Attività commerciali

Nell'esercizio 2010 le vendite di energia elettrica sono risultate pari a 71.894 GWh, in aumento del 19,1% rispetto all'anno precedente (60.372 GWh); il segmento CIP 6/92 registra una lieve riduzione da ricondurre essenzialmente alla scadenza di convenzioni per alcuni centrali termoelettriche del Gruppo. Le vendite *captive* sono incrementate dell'47,8% in conseguenza della ripresa delle produzioni siderurgiche degli stabilimenti cui le centrali stesse risultano asservite. Il segmento di vendite al mercato libero registra una crescita del 22,8% in continuità con quanto osservato nel corso dell'anno. In particolare queste ultime si connotano per variazioni di segno opposto a seconda del segmento considerato; in un contesto di estrema volatilità dello scenario il Gruppo ha optato per la riduzione della propria esposizione al rischio di fluttuazione dei prezzi delle *commodities* privilegiando le vendite alla clientela finale (+9,2%) e ai grossisti (+74,5%) a discapito dei volumi offerti in Borsa. Le altre vendite al mercato libero crescono del 27,4%; anche per questa voce, come commentato in precedenza sugli altri acquisti, si ricorda come i volumi in questione siano caratterizzati da bassa marginalità unitaria.

Dati economici

I ricavi di vendita del 2010, pari a 7.289 milioni di euro, sono in aumento del 12,8% rispetto al 2009 grazie all'incremento dei volumi venduti che ha contrastato la diminuzione dei prezzi medi di vendita guidati dallo scenario di riferimento.

Il margine operativo lordo *adjusted*, pari a 1.130 milioni di euro, ha registrato un incremento del 4,1% rispetto al 2009 (1.086 milioni di euro) da attribuirsi principalmente al corrispettivo per la risoluzione anticipata delle Convenzioni CIP 6/92 di alcune centrali termoelettriche (come descritto nel Quadro Normativo e Regolamentare) pari a 173 milioni di euro che ha più che compensato la redditività cessante legata alla scadenza contrattuale di convenzioni ed incentivi CIP 6/92 patita nel corso dell'anno 2010 ed alcuni proventi non ricorrenti di cui aveva beneficiato l'anno 2009. Il segmento di vendite al mercato libero ha beneficiato di maggiori volumi venduti che hanno contrastato la compressione dei margini di commercializzazione e di migliori risultati del mercato dei servizi di dispacciamento.

Investimenti

Nel 2010 sono stati contabilizzati investimenti per 242 milioni di euro riferibili per circa 114 milioni di euro al settore termoelettrico, per circa 27 milioni di euro allo sviluppo del settore eolico in Italia ed in particolare al parco eolico di Mistretta, San Giorgio e Foiano, per circa 47 milioni di euro alla razionalizzazione e al rinnovo di impianti nel settore idroelettrico, per circa 41 milioni di euro agli investimenti di sviluppo della centrale di Thisvi in Grecia e per circa 13 milioni di euro ai settori fotovoltaico e dell'efficienza energetica.

IDROCARBURI

Dati quantitativi

Fonti Gas

Gas in milioni di mc	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Produzioni Italia	509	604	(15,6%)
Import via gasdotti	7.671	8.678	(11,6%)
Import via GNL	5.813	1.682	n.s.
Acquisti nazionali	1.873	2.502	(25,1%)
Variazione stoccaggi ⁽¹⁾	(27)	(256)	(89,4%)
Totale Fonti (Italia)	15.839	13.210	19,9%
Produzioni Estero ⁽²⁾	1.458	1.231	18,5%

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

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

Impieghi Gas

Gas in milioni di mc	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Usi civili	2.975	3.043	(2,2%)
Usi industriali	1.460	1.378	6,0%
Usi termoelettrici	10.294	8.151	26,3%
Altre vendite	1.110	638	73,8%
Totale Impieghi (Italia)	15.839	13.210	19,9%
Vendite produzioni estero ⁽¹⁾	1.458	1.231	18,5%

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

Produzioni olio

Migliaia di barili	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Produzione Italia	2.331	1.703	36,9%
Produzione estero ⁽¹⁾	1.159	957	21,1%
Totale produzioni	3.490	2.660	31,2%

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

Dati economici

(in milioni di euro)	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Ricavi di vendita	5.040	4.158	21,2%
Margine operativo lordo	413	347	19,0%
Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	338	488	(30,7%)
Investimenti in immobilizzazioni	193	1.296	(85,1%)
Investimenti in esplorazione	52	66	(21,2%)
Dipendenti (numero) ⁽²⁾	1.357	1.357	-

(1) Vedi nota pagina 20.

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

Produzioni ed Approvvigionamenti

Nel corso del 2010 la produzione di gas, totalizzando Italia e estero, è risultata pari a 1.967 milioni di metri cubi, in aumento del 7,2% rispetto al 2009. Le produzioni estere sono in aumento del 18,5% grazie al contributo delle concessioni egiziane di Rosetta ed Abu Qir, che hanno più che compensato la dinamica di naturale declino delle produzioni dei campi in Italia.

Significativo (+31,2%) è stato anche l'incremento delle produzioni di olio del Gruppo, risultata pari a 3.490 migliaia di barili, contro i 2.660 del 2009; le maggiori produzioni in Italia sono ascrivibili alla ripresa delle attività del campo Vega mentre quelle all'estero al contributo della concessione di Abu Qir e al nuovo campo in Egitto di West Wadi el Rayan.



Il campo Vega si trova nel Canale di Sicilia a una distanza di circa 12 miglia dalla costa. Il campo, entrato in produzione nel 1987, sarà in grado di produrre ancora circa 12 milioni di barili di olio.

Il totale delle importazioni di gas aumenta del 30% in conseguenza della piena disponibilità dei volumi di gas liquefatto di provenienza qatarina, rigassificati presso il Terminale LNG di Rovigo entrato in funzione nel terzo trimestre 2009.

A ciò si contrappone una riduzione delle importazioni via gasdotti attraverso contratti di lungo termine (-11,6%), che riflette la grande disponibilità di volumi di gas spot commercializzati sui più importanti mercati europei a prezzi decisamente più bassi rispetto a quelli derivanti dai tradizionali contratti di acquisto gas di lungo termine. A tale trend si è aggiunta, dalla fine del mese di luglio, l'interruzione delle forniture di gas proveniente dal Mare del Nord attraverso il metanodotto Transitgas a causa di smottamenti in territorio svizzero.

Vendite ed Attività Commerciale

Grazie alle maggiori disponibilità rivenienti dai volumi rigassificati presso il Terminale LNG, i quantitativi venduti sul mercato domestico (pari a 15.839 milioni di metri) hanno evidenziato un incremento pari al 19,9% rispetto al 2009, in continuità con il trend già evidenziato nel corso dell'anno, imputabile alle vendite per usi industriali che crescono del 6% e alle vendite per usi termoelettrici che si incrementano del 26,3%.

Di converso le vendite per usi civili registrano un calo del 2,2% causato soprattutto dalla forte pressione competitiva sui prezzi di vendita che ha caratterizzato la campagna vendite dell'anno termico 2010-2011. Le vendite ad altri operatori grossisti e al PSV sono risultate pari a 1.110 milioni di mc (638 milioni di metri cubi dell'anno precedente).

Dati economici

I ricavi di vendita del 2010 si attestano a 5.040 milioni di euro, con un incremento del 21,2% rispetto al 2009 grazie al consistente aumento dei volumi venduti.

Il margine operativo lordo *adjusted* del 2010 è pari a 338 milioni di euro, in diminuzione del 30,7% rispetto al 2009. Questa pesante diminuzione è totalmente imputabile all'attività di compra-vendita del gas naturale che, pur avvantaggiandosi della sostanziale raggiunta indipendenza nell'approvvigionamento di metano per rifornire le proprie centrali elettriche, ha patito l'azzeramento dei margini unitari di vendita in conseguenza della pressione competitiva sui prezzi legata all'eccesso di offerta combinata con una grande disponibilità di volumi di gas spot a prezzi decisamente più bassi rispetto a quelli derivanti dai tradizionali contratti di acquisto gas di lungo termine ed amplificata dal crollo della domanda di gas naturale del Paese rispetto



ai livelli pre-crisi. Per tali ragioni come anticipato nel paragrafo “Previsioni 2011” Edison ha attivato le rinegoziazioni dei contratti di import di gas a lungo termine al fine di ricondurre a condizioni di economicità il proprio portafoglio di contratti pluriennali di importazione.

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

Investimenti

Gli investimenti nel 2010 sono risultati pari a 193 milioni di euro; in Italia, hanno riguardato principalmente il potenziamento dei campi di Cellino e Collalto per 17 milioni di euro e di San Potito e Cotignola per 5 milioni di euro, le attività propedeutiche allo sviluppo dei giacimenti Panda e Cassiopea per 5 milioni di euro, le attività di sviluppo del campo di Daria per 5 milioni di euro e di Tesoro per 2 milioni di euro e lo sviluppo del nuovo campo di Capparuccia (AP) per 5 milioni di euro.

In Egitto gli investimenti hanno riguardato la concessione di Abu Qir (90 milioni di euro) dove proseguono le attività di perforazione e quelle di progetto finalizzate alla realizzazione della nuova piattaforma NAQ PII nonché le attività per la modifica e il potenziamento delle piattaforme esistenti NAQ PI e WAQ PI.

In Croazia sono terminate le attività di *commissioning* e *start up* delle due piattaforme *off-shore* Izabela South e Izabela North, per le quali sono stati contabilizzati 37 milioni di euro.

Attività di esplorazione

Nel 2010 sono stati realizzati investimenti per circa 52 milioni di euro quasi interamente in Paesi esteri e principalmente in Egitto (19 milioni) per le attività di *drilling* nella concessione di Abu Qir e le perforazioni nel blocco West Wadi el Rayan e Sidi Abd el Rahaman oltre che in Norvegia (21 milioni) per le attività di perforazione del pozzo 6507/7-14s nella licenza 435 Zidane operativo sul giacimento di recente scoperta.

Riserve idrocarburi

Le riserve di idrocarburi del Gruppo si attestano a 52,8 miliardi di mc equivalenti contro i 56,1 miliardi di mc equivalenti dell'anno precedente. La diminuzione di 0,7 miliardi di mc, al netto delle produzioni 2010 pari a circa 2,6 miliardi di mc equivalenti, è imputabile principalmente alla revisione delle stime, effettuata in sede di perizia esterna, che ha riguardato in particolare i giacimenti di Abu Qir nell'*off-shore* egiziano.

CORPORATE E ALTRI SETTORI

Dati significativi

(in milioni di euro)	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Ricavi di vendita	51	53	(3,8%)
Margine operativo lordo	(99)	(103)	(3,9%)
% sui Ricavi di vendita	n.s.	n.s.	
Investimenti in immobilizzazioni	70	11	n.s.
Dipendenti (numero) ⁽¹⁾	633	620	2,1%

(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 pari a 51 milioni di euro sono sostanzialmente in linea a quelli del 2009 mentre il margine operativo lordo è in miglioramento di 4 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

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

Edison – Change The Music è il primo progetto musicale a basso impatto ambientale che promuove la cultura della sostenibilità energetica nella musica (www.edisonchangethemusic.it)



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 di competenza di Gruppo e il patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante al 31 dicembre 2010 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 2010	Esercizio 2009
Risultato netto dell'esercizio di Edison Spa	(86)	423
Dividendi infragruppo eliminati nel bilancio consolidato	(325)	(322)
Risultati delle società controllate, collegate e a controllo congiunto non recepiti nel bilancio di Edison Spa	446	138
Differente valutazione del risultato da attività in dismissione, delle dismissioni e delle acquisizioni	-	(2)
Altre rettifiche di consolidamento	(14)	3
Risultato netto di competenza di Gruppo	21	240

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

(in milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2009
Patrimonio netto di Edison Spa	6.864	7.129
Valore contabile delle partecipazioni eliminate a fronte della corrispondente frazione di Patrimonio netto delle imprese partecipate di cui:		
- Eliminazione dei valori di carico delle partecipazioni consolidate	(2.273)	(1.983)
- Iscrizione dei patrimoni netti delle società consolidate	3.326	2.902
Valutazione delle partecipazioni valutate con il criterio del Patrimonio netto	8	5
Altre rettifiche di consolidamento	14	24
Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	7.939	8.077



RESPONSABILITÀ SOCIALE. AREE DI INTERVENTO



INNOVAZIONE, RICERCA E SVILUPPO

Nel corso del 2010 le attività di Innovazione, Ricerca e Sviluppo si sono focalizzate sui temi della generazione con celle a combustibile, del fotovoltaico innovativo, dei materiali avanzati per l'energia. Inoltre sono state svolte attività e studi a supporto di iniziative gestite da altre direzioni, a cui sono state messe a disposizione le competenze specifiche e metodologiche interne e quelle esterne accessibili attraverso il *network* della Direzione Ricerca. Tra queste ultime attività, di particolare importanza quelle relative a vari temi legati all'efficienza energetica e nel settore delle energie rinnovabili. Proseguono le attività di ricerca comune con EDF nell'ambito dell'accordo di collaborazione mirato a sviluppare sinergie tra le competenze e le strutture di ricerca delle due società.

Celle a combustibile

Proseguono su questo tema le attività del laboratorio situato presso il Centro Ricerche Edison a Trofarello ed in collaborazione con i dipartimenti di Chimica e di Energetica del Politecnico di Torino e con l'Istituto EIFER di Karlsruhe in Germania.

Fotovoltaico avanzato

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

Materiali avanzati per l'energia

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

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

Efficienza energetica

Nel 2010 si sono svolti una serie di studi e valutazioni su tecnologie abilitanti servizi di efficienza energetica. Questo tema coinvolge un ampio spettro di tecnologie in costante evoluzione, molte delle quali rientrano anche in quell'insieme di soluzioni tecnologiche che complessivamente sono indicate come *smart grid*.

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

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

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

Si riportano di seguito i principali risultati raggiunti nel corso 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 il 2010 si è chiuso con valori in linea con l'andamento dello scorso anno: l'indice di frequenza è pari a 3,8 mentre l'indice di gravità è pari a 0,16. Nell'ambito del personale d'impresa, l'anno si è chiuso con un valore dell'indice di frequenza anch'esso pari a 3,8 e consolida la significativa prestazione ottenuta nel 2009 mentre l'indice di gravità si attesta a 0,12 in linea con il valore ottenuto nel 2009.

In Edipower gli indici infortunistici registrano in generale valori che, dopo significativi trend di riduzione conseguiti negli anni passati, si stanno stabilizzando su buoni livelli di competitività nel confronto con il mercato.

In merito all'andamento infortunistico del personale (nel 2010 si sono verificati 8 infortuni sul lavoro), nonostante un leggero rialzo degli indici rispetto al 2009, si è proseguito sul trend di sostanziale miglioramento degli ultimi anni. Gli indici di Frequenza e Gravità sono stati rispettivamente pari a 4,2 e 0,14.

Per quanto riguarda le imprese esterne operanti in manutenzione, nel 2010 si sono verificati 6 infortuni ed è stato così mantenuto il buon andamento degli indici infortunistici degli anni precedenti, con un Indice di Frequenza pari a 5,19 e un Indice di Gravità pari a 0,08.

Per quanto riguarda i Cantieri soggetti al Titolo IV del D.Lgs. 81/2008, nel 2010 si è verificato un unico infortunio.

Attività relative alla 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 2010:

- I Documenti di Valutazione dei Rischi sono stati integrati con i requisiti richiesti dall'aggiornato D.Lgs 81/08; l'applicativo informatizzato per la valutazione dei rischi copre a fine anno circa il 95% dei siti.
- È stato avviato il processo di valutazione del rischio da stress-lavoro correlato, secondo gli indirizzi generali derivanti dall'accordo europeo dell'8 ottobre 2004, in anticipo rispetto ai tempi previsti dal D.Lgs. 81/08; la prima parte del processo relativa alla raccolta di indicatori oggettivi è stata portata a termine e sono state avviate azioni di raccolta delle percezioni soggettive (tramite *focus group*) mirate a completare il processo valutativo.
- In base al modello organizzativo di sicurezza del gruppo Edison, è stata completata la prima fase del progetto di adozione di un sistema di gestione della salute e sicurezza secondo la norma BS OHSAS 18001 da applicare alle sedi direzionali ad uso uffici e al Centro Ricerche di Trofarello, con la predisposizione della struttura documentale di sistema.
- È stato completato il programma formativo destinato a tutte le figure aziendali coinvolte nella gestione della sicurezza (datori di lavoro, dirigenti delegati, preposti, RSPP, RLS, Responsabili di Manutenzione) relativo ai contenuti del Testo Unico sulla Sicurezza (D.Lgs 81/08). Inoltre, sono proseguite le attività di formazione per i neo assunti ed è stato avviato un progetto relativo alla formazione on-line sui rischi derivanti dalle mansioni svolte dal personale sociale.

- Nell'ambito delle misure di prevenzione e gestione della salute e sicurezza per le attività internazionali, sono stati effettuati specifici audit e sopralluoghi presso la branch in Egitto, Abu Qir, acquisita nel 2009, e presso il cantiere di costruzione della nuova centrale termoelettrica di Thisvi in Grecia.
- Come per l'anno 2009, Edison ha partecipato attivamente alla settimana Europea della salute e sicurezza "OSHA week 2010" (25-29 ottobre) al fine di promuovere il tema della valutazione dei rischi e di ambienti di lavoro sempre più sani e sicuri, tramite iniziative di tipo comunicativo e formativo.
- 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 D.Lgs. 81/08.
- È stato lanciato un progetto "pilota" presso la sede direzionale di Foro Buonaparte basato sull'osservazione e segnalazione dei comportamenti rischiosi che, tramite il coinvolgimento e la partecipazione di tutto il personale presente nella sede, possa promuovere una diffusione capillare ed una migliore responsabilizzazione della sicurezza. Il progetto verrà portato a termine nel corso del 2011.
- Il piano audit interno 2010, integrato sicurezza e ambiente, è stato portato a termine con un risultato pari al 90% di audit effettuati rispetto a quelli pianificati.

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 virtuosi 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 2010:

- È stato avviato un piano di azione per la Biodiversità che prevede l'adozione di uno strumento di analisi per la creazione di una banca dati georeferenziata che consentirà di orientare gli sforzi verso le aree più sensibili e potenzialmente a maggior rischio, attraverso l'identificazione degli ambiti in cui la Edison opera.
- Si è provveduto a seguire l'iter di applicazione del Decreto 17 dicembre 2009 relativo all'introduzione del sistema di controllo telematico di tracciabilità dei rifiuti (SISTRi) che dovrebbe modificare sostanzialmente le procedure formali di gestione dei rifiuti in Italia. In tal senso, sono state completate le attività di registrazione di tutte le unità locali del gruppo Edison che producono rifiuti, anche se molte di queste non hanno ancora ottenuto il dispositivo USB per poter utilizzare il sistema telematico. A fronte delle difficoltà incontrate, nel corso dell'anno il Ministero per l'Ambiente ha continuamente prorogato l'avvio del SISTRi che, ad oggi, è previsto per il 31 maggio 2011.
- Formazione Emas III: si è tenuto un corso di formazione a seguito dell'emissione del nuovo regolamento EMAS III (Regolamento CE n. 1221/2009 del Parlamento europeo). I principali temi affrontati sono stati: l'analisi ambientale e la valutazione della significatività, gli indicatori chiave di prestazioni ambientali, il processo di audit, la comunicazione e la dichiarazione ambientale.
- Sono proseguite le attività di bonifica, la maggior parte delle quali in aree industriali particolarmente significative e potenzialmente inquinate da attività pregresse e non afferenti l'attuale Core Business aziendale.

Business Unit Asset Energia Elettrica

Dopo aver raggiunto l'obiettivo di copertura al 100% delle certificazioni Ambiente e Sicurezza ai sensi delle norme UNI EN ISO 14001, BS OHSAS 18001 e del Regolamento EMAS per le proprie Gestioni operative termoelettriche ed idroelettriche, la Business Unit ha portato a termine le attività per il rinnovo delle stesse.

Sono proseguite le 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 corso del 2010 si è ottenuto il rilascio per le centrali di Taranto, Marghera Levante, Piombino e Milazzo. Per quanto riguarda gli impianti inferiori ai 300 MW, il rilascio è stato ottenuto per la centrale termoelettrica di Porcari.

Business Unit Asset Idrocarburi

Sono proseguite le attività di completamento della certificazione ai sensi delle norme UNI EN ISO 14001 e BS OHSAS 18001 per la Direzione Produzione Italia, al fine di coprire il 100% dei siti operativi. A tale scopo sono state portate a termine le attività presso il sito *on-shore* di San Giorgio Mare, che è stato pertanto certificato da parte dell'ente esterno.

Nel corso del 2010 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 Produzione Italia, di Edison Stoccaggio e di Edison Distribuzione Gas. Inoltre, è stata confermata la registrazione ambientale EMAS della centrale di stoccaggio gas di Cellino e della centrale di produzione gas di Garaguso.

Tra le attività di formazione, si segnalano nel corso del 2010 l'effettuazione con risultati positivi di esercitazioni antinquinamento presso i campi ad olio *off-shore* Vega e Rospo Mare e il corso di guida sicura per gli addetti di Edison Stoccaggio.



Conclusa l'operazione di acquisto del Parco Eolico San Francesco (da 26 MW) presso il comune di Melissa (KR). L'impianto produce circa 46 GWh di elettricità l'anno.

Infine, sono continuate le attività di predisposizione per le istruttorie relative all'applicazione della Direttiva "Seveso II" per gli impianti di stoccaggio gas.

Business Unit Fonti Rinnovabili

È 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 e del Regolamento EMAS di Edison Energie Speciali e quella relativa al sistema di gestione ambientale della centrale a Biomasse di Castellavazzo della società Compagnia Elettrica Bellunese Spa.

Business Unit Marketing & Commerciale

Nel corso del 2010 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

È stato completato con successo il processo di certificazione del Sistema di Gestione della Salute e della Sicurezza certificato BSI OHSAS 18001, compresa la prima visita di sorveglianza semestrale. Sono state avviate procedure di gestione e governo degli aspetti ambientali generati in fase di costruzione degli impianti.

Edipower Spa

Nel corso del 2010 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, si è proceduto con la fase di estensione del Piano di monitoraggi intensificando i controlli in contraddittorio con gli enti competenti (Provincia e Arpa Messina) e, contestualmente, si è ottimizzata la funzionalità di alcuni impianti di bonifica.

Per quanto riguarda la centrale di Brindisi, il 20 dicembre 2010 Edipower ha sottoscritto con il MATTM l'atto di transazione finalizzato alla restituzione dei suoli del Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Brindisi agli usi legittimi, attività necessaria per avviare gli investimenti relativi alle opere di ambientalizzazione. In materia di prestazioni ambientali del 2010, le emissioni in atmosfera dei principali inquinanti (anidride



solforosa, ossidi di azoto, polveri e monossido di carbonio), in termini specifici, sono ulteriormente diminuite rispetto ai valori degli anni precedenti.

Nel corso del 2010 si sono concluse le attività per il primo rilascio ed il rinnovo della Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rispettivamente per gli impianti Edipower di Turbigo e Chivasso; il relativo decreto AIA è stato pubblicato ed è entrato in vigore nel corso del 2010 per la centrale di Turbigo, e sarà pubblicato nel 2011 per Chivasso.

Per quanto riguarda il Sistema di Gestione della Sicurezza, nel corso del 2010 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 due Unità Produttive Pilota (Centrale Termoelettrica di Brindisi e Nucleo Idroelettrico di Udine) che hanno ottenuto la relativa Certificazione OHSAS 18001 in data 30 settembre 2010. È stato predisposto il corpo documentale standard del Sistema di Gestione Integrato Ambiente e Sicurezza (SGSA). È in fase di implementazione la personalizzazione della documentazione del SGSA presso tutte le altre Unità Produttive. Inoltre, presso le Unità Produttive sono iniziate le attività di formazione sul Sistema di Gestione che proseguiranno nel corso del 2011.

Inoltre nell'ultima parte del 2010 sono iniziate le attività necessarie per l'adozione e successiva certificazione del Sistema di Gestione Sicurezza e Ambiente per la Direzione Progetti.

RISORSE UMANE E RELAZIONI INDUSTRIALI

Risorse umane

Il totale dei dipendenti del gruppo Edison al 31 dicembre 2010, comprensivo degli organici riferiti alle imprese consolidate proporzionalmente, è risultato sostanzialmente allineato all'esercizio precedente e registra un organico pari a 3.939 unità contro le 3.923 al 31 dicembre 2009, con un incremento complessivo pari a 16 unità.

L'incremento di risorse, originato dalla variazione di perimetro connessa all'avvio di nuovi impianti nel settore delle Energie Rinnovabili e al completamento della struttura di supporto alle nuove iniziative internazionali in Grecia e in Egitto, è stato contenuto da efficienze organizzative sul perimetro di business consolidato in Italia.

Il costo del lavoro complessivo dell'esercizio ha consuntivato un valore pari a 253 milioni di euro con un incremento di circa il 5% rispetto all'anno precedente, anch'esso in parte determinato da variazioni di perimetro e, in parte, da variazioni di prezzo connessi ai rinnovi dei Contratti Collettivi Nazionali di Categoria.

Relazioni industriali

Il 4 marzo 2010 è stato siglato con le Organizzazioni Sindacali del Settore Elettrico l'accordo per il rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale scaduto il 30 giugno 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 31.12.2012 sia per la parte normativa che per la parte economica.

Analogamente, il 23 aprile 2010 è stato siglato l'accordo con le Organizzazioni Sindacali del Settore Energia e Petrolio per il rinnovo del Contratto Collettivo scaduto il 31 dicembre 2009 e che avrà durata fino al 31.12.2012.

Il 26 marzo 2010 l'Azienda e le Rappresentanze Sindacali Unitarie (RSU) delle sedi centrali di Edison hanno sottoscritto un accordo per regolamentare il passaggio dalle 39 alle 38 ore settimanali di lavoro. L'intesa raggiunta ha coniugato quanto stabilito dai due CCNL (Elettrici ed Energia e Petrolio) con le esigenze operative presso le sedi direzionali, nel rispetto di un sostanziale equilibrio tra necessità tecnico-organizzative aziendali ed esigenze delle persone che vi lavorano.

Nel corso dell'anno sono stati siglati accordi sindacali in merito all'utilizzo delle risorse esistenti nei fondi "bilaterali" ("Fondoimpresa" e "Fondirigenti") finalizzati a consentire la realizzazione di piani formativi finanziati per le Società interessate, coerenti con il Modello Manageriale adottato e con le specifiche necessità di crescita professionale interfunzionale attraverso lo sviluppo delle competenze cosiddette "trasversali".

Per quanto concerne Edipower, le relazioni industriali in ambito aziendale si sono prevalentemente indirizzate alla individuazione e attuazione di soluzioni gestionali ed organizzative di efficienza operativa degli impianti a basso profilo di utilizzo (Centrali di Brindisi, San Filippo del Mela e Turbigio).

Nel mese di giugno, è stato inoltre raggiunto con le Organizzazioni Sindacali un accordo che ha consentito di attivare una ulteriore procedura di mobilità per il sito di Sermide (Centrale Termoelettrica e Unità Servizi Specializzati) finalizzata a proseguire ed ulteriormente implementare le azioni di razionalizzazione degli organici intraprese nel sito per effetto della chiusura dei Gruppi di produzione 1 e 2 della centrale.

Organizzazione

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

- a fronte dell'attuale scenario del Mercato Gas, si è costituito il *Progetto Storm* con lo scopo principale di gestire, attraverso *team* interfunzionali, processi di rinegoziazione degli accordi definiti con i principali *gas suppliers* ricorrendo, ove necessario, anche a procedure arbitrali;

- in funzione della progressiva espansione del Gruppo all'estero, è stato definito un set di Norme Generali che regolano i principali processi operativi in ambito amministrativo, finanziario, di approvvigionamenti nell'ambito delle Società controllate e o Branch operanti all'estero e le relative relazioni tra le Direzioni Corporate ed i Paesi di insediamento Edison;
- è stata emessa una Procedura per la Disciplina delle Operazioni con Parti Correlate, in coerenza con le recenti modifiche normative Consob. La Procedura ha lo scopo di definire le regole, le modalità ed i principi volti ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle Operazioni con Parti Correlate.

Formazione e Sviluppo delle Persone

Nel corso del 2010, l'attività di formazione e sviluppo di Edison è stata caratterizzata dal secondo ciclo del processo di *management review*, valutazione integrata di risultati e capacità manageriali estesa a tutta la popolazione dei dirigenti e quadri su base triennale.

Il processo valutativo è stato avviato nella seconda metà del 2009 coinvolgendo più di 500 dipendenti, valutati rispetto ai fattori del Modello Manageriale adottato aziendali e si è concluso con una riflessione strategica livello di Vertice Aziendale ed un esteso e capillare processo di *feedback* sulle risorse valutate.

Edison ha inoltre realizzato un piano di formazione di circa 83.087 ore totali che ha interessato 1.934 persone per un costo didattico di 1,6 milioni di euro. Il programma formativo, che ha coinvolto con specifici interventi le diverse popolazioni aziendali, si è contraddistinto per l'usuale impegno sui temi della sicurezza e dell'ambiente, e si è caratterizzato nel 2010 per la duplice focalizzazione sulle capacità manageriali-gestionali da un lato e sulle competenze professionali dall'altro.

Ricadono nella prima linea d'azione l'iniziativa di *action learning del junior management* volta a individuare un piano di azione per l'implementazione sempre più efficace del Modello Manageriale, nonché nuovi contenuti formativi volti a potenziare le capacità gestionali della popolazione *professional*; ricadono nella seconda linea d'azione iniziative formative di famiglia professionale a carattere programmatico e di sviluppo quale l'avvio della *Market Academy* all'interno dell'area commerciale.

Completano il quadro dell'investimento formativo le sempre più frequenti iniziative di aggiornamento interno su tematiche di business rilevanti rivolte alla pluralità della popolazione direttiva.

Relativamente a Edipower, l'attività di formazione ha impegnato la Società in un piano formativo denominato "Competenze per Competere", finanziato mediante Fondimpresa.

Si è trattato di un programma articolato in interventi rivolti alle diverse famiglie professionali della sede e degli impianti e rivolte a 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 80.000 ore che hanno interessato 1.150 persone.

Il 68% 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. La formazione finalizzata alla "crescita professionale", cioè allo sviluppo delle competenze distintive dell'azienda, sia specialistiche che manageriali, ha costituito circa il 32% degli interventi erogati. In particolare, sono stati organizzati diversi programmi di sviluppo manageriale, che hanno avuto come destinatari l'intera popolazione dei quadri, focalizzati sullo sviluppo delle principali competenze gestionali (*self management, problem solving*, collaborazione interfunzionale, orientamento al risultato, comunicazione, negoziazione, etc.), e della dimensione internazionale al fine di ampliare gli orizzonti e favorire il confronto con scenari differenti.

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 2010, 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:

- **Concessioni idroelettriche.**

Il vuoto normativo conseguente all'eliminazione della proroga decennale delle concessioni idroelettriche di grande derivazione operata dalla Corte Costituzionale con sentenza del 14 gennaio 2008 n. 1 è stato colmato con la pubblicazione della legge 122/2010. Il comma 1-bis dell'art.12 del decreto legislativo n. 79 del 16 Marzo 1999 (introdotto dalla medesima legge) stabilisce, infatti, che ai concessionari uscenti venga garantita una proroga statale di 5 anni delle concessioni in essere.

La Legge n. 122 prevede, inoltre, una eventuale proroga aggiuntiva pari a 7 anni in caso di costituzione di Spa miste con le Province di cui all'art. 1, comma 153, Legge 296/2006 (Sondrio, Brescia, Como e Verbania), nonché l'aumento delle basi di calcolo dei sovra canoni per Enti Locali Rivaschi e BIM di cui alla legge n. 925/1980.

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

Si segnala altresì che le disposizioni introdotte dalla legge 122/2010 sono già state oggetto di impugnazione dinanzi alla Corte Costituzionale da parte della Regione Liguria ed Emilia Romagna (ricorso depositato in data 28 settembre 2010).

Da ultimo, nell'esercizio della clausola di cedevolezza prevista dal comma 6-quater dell'art. 15, L. 122/2010, la Regione Lombardia ha pubblicato, in data 27 dicembre 2010 (con entrata in vigore il 28 dicembre 2010), la nuova normativa che prevede la possibilità, in luogo della proroga quinquennale prevista dalla L. 122/2010 e per le sole concessioni in scadenza entro il 31 dicembre 2015, una prosecuzione temporanea, da parte del concessionario uscente, per un periodo non superiore a cinque anni.

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

Con riferimento alla tematica del Costo Evitato del Combustibile (CEC) e dei vari reintegri (oneri CO₂, oneri "Certificati Verdi"), Edison monitora e presidia l'attività dell'Autorità per l'Energia Elettrica e Gas e il complesso contenzioso in essere.

In aggiunta, l'articolo 30, comma 20, della legge 23 luglio 2009, n. 99 (cd Legge Sviluppo), prevede l'introduzione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92, a cui i produttori possono aderire volontariamente.

Edison, in ossequio all'articolo 3, comma 1, del DM 2 dicembre 2009, ha inviato al GSE la propria manifestazione di interesse non vincolante per l'adesione al meccanismo di risoluzione anticipata proposto dal MSE con riferimento agli impianti rientranti nelle previsioni normative.

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

- **Oneri ambientali: quote CO₂**

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

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

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

- l'assegnazione di un incentivo costante nel tempo (feed-in) a partire dal 1° gennaio 2013, per i nuovi impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 e con potenza non inferiore a un valore "P" da individuare (comunque non inferiore a 5 MW);



Nel 1883 la Edison illuminò per la prima volta nella storia il Teatro alla Scala con la luce elettrica che sostituì le lampade a gas. Quest'anno Edison torna a collaborare con il Teatro per neutralizzare le emissioni di CO₂ derivanti dai consumi energetici della Serata Inaugurale.

- 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 CV e tariffa fissa omnicomprensiva per gli impianti esistenti (entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2012); il decreto consente la trasformazione dei CV in feed-in per il periodo residuo di diritto all'incentivazione, in modalità tali da garantire la redditività degli investimenti effettuati;
- un periodo transitorio in cui rimangono validi i certificati verdi (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.

La normativa di dettaglio sarà definita con successivi decreti attuativi entro sei mesi dall'entrata in vigore del decreto.

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. I Portafogli di Trading sono monitorati tramite stringenti limiti di rischio il cui rispetto viene verificato da una struttura organizzativa indipendente da chi esegue le operazioni. Per un'analisi più dettagliata del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010.



Rischio di tasso di cambio

Il rischio di tasso di cambio deriva dal fatto che le attività di Edison sono parzialmente condotte in valute diverse dall'euro o sono legate alle variazioni di tasso di cambio attraverso formule di indicizzazione. La politica di Edison di gestione del rischio di tasso di cambio è quella di minimizzare l'esposizione connessa all'attività in *commodity*, in accordo a limiti e strategie approvate e regolate dalle *Energy Risk Policy*. Per un'analisi di dettaglio del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010.

Rischio di tasso d'interesse

Il gruppo Edison, esposto alle fluttuazioni del tasso d'interesse prevalentemente per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento, valuta regolarmente la propria esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse e la gestisce attraverso l'utilizzo di strumenti derivati. Il tasso di interesse cui il Gruppo è principalmente esposto è l'Euribor. Per un'analisi più dettagliata del rischio di tasso d'interesse si rimanda a quanto ampiamente illustrato nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari di Gruppo" del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010.

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 2010.

Pressione competitiva

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

nazionali e internazionali, che ha portato ad una progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Inoltre, alcuni produttori esteri provenienti da Paesi con grandi riserve di gas 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 nel biennio precedente e l'ampia disponibilità di GNL, anche in seguito allo sviluppo di importanti riserve di gas da accumuli non convenzionali negli Stati Uniti, che hanno determinato una corrispondente riduzione delle importazioni.

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

Innovazione tecnologica

Cambiamenti radicali nelle tecnologie di generazione di energia elettrica esistenti o in corso di sviluppo, potrebbero renderle maggiormente competitive rispetto a quelle, pur ottime, che costituiscono il *mix* produttivo del Gruppo. Allo stesso modo, eventuali modifiche normative potrebbero influenzare l'ordine di merito degli impianti di generazione. Al fine di mitigare tali rischi, Edison compie una costante attività di monitoraggio dello sviluppo di nuove tecnologie, sia nel settore elettrico che idrocarburi. L'azienda è altresì impegnata in un processo di *assessment* di tecnologie innovative, nel campo dell'efficienza energetica e della generazione da fonti rinnovabili. Per un approfondimento relativo alle attività in tale ambito si rimanda alla sezione "Innovazione, ricerca e sviluppo" della presente Relazione sulla gestione al 31 dicembre 2010.

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 propagato per tutto il 2009 che ha visto tassi di crescita di energia elettrica negativi rispetto ai corrispondenti mesi dell'anno precedente. Tale trend negativo si è invertito nel corso del 2010, durante il quale il tasso di crescita della domanda di energia elettrica ha mostrato modesti segnali di ripresa, tornando in segno positivo. Tuttavia, il livello di domanda di energia elettrica registrato nel corso di tutto il 2010 è stato ancora distante dal livello precedente alla crisi economica. Per il 2011 si prevede un proseguimento del trend di debole ripresa osservato nel corso del 2010, con un livello complessivo di domanda di energia elettrica in linea con l'anno appena concluso o leggermente superiore.

La domanda di gas naturale ha risentito anch'essa dell'effetto della crisi economica per quanto concerne i livelli di consumo registrati nel corso del 2009, mentre nel corso del 2010 i consumi, complessivamente superiori rispetto all'anno precedente, hanno mostrato tendenze altalenanti se confrontati con i corrispondenti mesi del 2009. Anche in considerazione della dinamica termica, infatti, nel corso dei primi sette mesi dell'esercizio appena concluso la domanda di gas naturale ha mostrato importanti segnali di ripresa rispetto allo stesso periodo del 2009, con un picco di crescita relativa nel mese di aprile. Il trend si è successivamente invertito nel corso dei mesi di agosto e settembre, per poi riprendere a crescere nel corso dell'ultimo trimestre del 2010, che, seppur caratterizzato da volumi complessivamente in aumento rispetto al 2009, si è chiuso su livelli di domanda ancora distanti da quelli precedenti alla crisi globale. Per il 2011 non si prevedono segnali significativi di ripresa dei consumi di gas naturale, con volumi complessivamente in linea con l'esercizio appena concluso.

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 in

precedenza, 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 2010 entro i termini contrattuali applicabili, recuperando così gli anticipi di cassa erogati, al netto dei costi finanziari associati a detti anticipi.

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

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

Rischi di processo

Rischio operations

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

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

Per quanto riguarda, invece, la gestione dei rischi ambientali e di sicurezza si rimanda alla sezione "Salute, sicurezza e ambiente" della presente Relazione sulla gestione al 31 dicembre 2010.

Information Technology

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

Liquidità

La gestione del rischio liquidità fronteggia il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti.

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

Per un'analisi più dettagliata del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari di Gruppo" del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010.

Rischi strategici e di indirizzo

Investimenti di sviluppo, acquisizioni e presenza sui mercati internazionali

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

Per quanto concerne gli investimenti diretti, il gruppo Edison è costantemente impegnato in un'attività di miglioramento degli impianti meno recenti, con la finalità di aumentarne la redditività, l'efficienza e la flessibilità di esercizio. Peraltro, il parco produttivo delle centrali termoelettriche di Edison ha un'età media particolarmente contenuta, dato che negli ultimi anni è stato concluso un importante programma di realizzazione di nuova capacità produttiva di energia elettrica per 7.000 MW addizionali in Italia. Inoltre, sempre nel settore della commercializzazione e produzione di energia elettrica, il Gruppo ha anche avviato una strategia di sviluppo estero, incentrata prevalentemente nell'area balcanica e Sud Est Europa. A questo riguardo, tra l'altro, sono state recentemente costituite tre branch estere in Bulgaria, Ungheria e Romania dedicate alle attività di commercializzazione dell'energia elettrica. A partire da fine 2010, è inoltre entrata in esercizio commerciale la centrale termica di nuova costruzione CCGT di Thisvi in Grecia, realizzata nell'ambito dell'accordo stipulato con la società greca Hellenic Petroleum. A questo riguardo è opportuno segnalare che il quadro regolatorio del mercato greco dell'energia elettrica è migliorato partire dall'ultimo trimestre dell'esercizio appena concluso. Questo elemento consente di confermare la valutazione di Edison che l'investimento realizzato continuerà a garantire prospettive industriali interessanti.

A partire dall'ultimo trimestre 2009, inoltre, è commercialmente operativo il terminale di rigassificazione LNG di Rovigo, che attualmente opera a pieno regime, consentendo di importare dal Qatar più di 8 miliardi di metri cubi di gas l'anno: l'80% della capacità di rigassificazione è destinata ad Edison in base all'accordo di vendita di GNL con Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II. Il restante 20% della capacità è a disposizione del mercato secondo le procedure fissate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e Gas.

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

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

In aggiunta, le produzioni future di idrocarburi dipendono dall'abilità del Gruppo di avere accesso a nuove riserve attraverso nuove scoperte rese possibili dall'attività esplorativa, dal successo nelle attività di sviluppo e dall'esito delle attività di negoziazione degli accordi di concessione con i paesi proprietari delle riserve conosciute. I recenti avvenimenti in Egitto, che hanno portato ad un inasprimento della

tensione socio-politica interna, e le possibili ripercussioni sulla capacità di Edison di continuare ad operare in condizioni di economicità sono oggetto di costante monitoraggio da parte della Capogruppo. Ciò ha portato, tra l'altro, alla decisione manageriale di incrementare prudenzialmente la componente *country risk premium* del tasso di attualizzazione associato agli investimenti in questione.

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

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

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

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

Politiche e strumenti di gestione adottati

Energy Risk Policy

Governance

La *governance* dell'Energy Risk Management prevede che il Consiglio di Amministrazione sia l'unico organo responsabile per l'approvazione dei limiti di rischio, espressi in termine 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 2010 sono commentati nel precedente paragrafo "Risk Factors".

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

Fondi rischi

Oltre a quanto sopra descritto relativamente alle attività di gestione e mitigazione dei rischi, il gruppo Edison, in presenza di obbligazioni attuali, conseguenti a eventi passati, che possono essere di tipo legale, contrattuale oppure derivare da dichiarazioni o comportamenti dell'impresa tali da indurre nei terzi una valida aspettativa che l'impresa stessa sia responsabile o si assuma la responsabilità di adempiere a una obbligazione, ha effettuato negli anni congrui accantonamenti in appositi fondi rischi ed oneri presenti tra le passività di bilancio (si vedano anche le Note Illustrative al Bilancio Consolidato). 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 2010".

ALTRE INFORMAZIONI

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

- al 31 dicembre 2010 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 paragrafo "*Operazioni infragruppo e con parti correlate*" contenuto nelle Altre informazioni del Bilancio Consolidato;
- non sono state istituite sedi secondarie.

Le informazioni sugli assetti proprietari e sul governo societario sono contenute in apposito fascicolo parte integrante della documentazione di bilancio. Tali informazioni ricomprendono, fra l'altro, i dati sulle partecipazioni, compensi e piani di stock option degli amministratori e sindaci, nonché sui corrispettivi della società di revisione.

PROPOSTA DI DELIBERAZIONE

Signori Azionisti,

il bilancio separato al 31 dicembre 2010 della Vostra società chiude con una perdita di euro 86.008.924,03. 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 2010, 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 58/1958 (tuf);
- viste le relazioni della società di revisione al bilancio separato e al bilancio consolidato al 31 dicembre 2010;
- tenuto conto che per effetto della transizione e dell'applicazione dei principi IFRS il patrimonio netto al 31 dicembre 2010 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 2010, nel suo insieme e nelle singole appostazioni.

SECONDA DELIBERAZIONE

di ripianare la perdita di euro 86.008.924,03 mediante utilizzo della riserva sopraprezzo azioni pari ad euro 1.253.656,56 e, per la differenza di euro 84.755.267,47, mediante utilizzo, per pari importo, della riserva utili portati a nuovo, che quindi residua per euro 799.739.595,79.

Milano, 21 marzo 2011

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Giuliano Zuccoli

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 2010 il Collegio Sindacale di Edison S.p.A. (la "**Società**") ha svolto l'attività di vigilanza in conformità alla Legge (D.Lgs. 24/2/1998 n. 58 – "Testo Unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria"), adeguando la propria 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 2 aprile 2008 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 termina il proprio mandato con l'assemblea di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2010 della Società.

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

Per quanto attiene ai compiti di revisione legale, essi sono stati attribuiti, a norma del D.Lgs. 58/1998 e del D.Lgs. n. 39/2010, alla società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A., alle cui relazioni si rimanda, nominata dall'Assemblea del 19 aprile 2005 ed il cui incarico è stato prorogato da parte dell'Assemblea del 5 aprile 2007 fino all'assemblea di approvazione del bilancio 2010.

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 4 marzo 2010 la società IGI Poseidon S.A. (*joint venture* paritetica tra Edison e DEPA, la società pubblica greca del gas) ha finalizzato l'intesa con la società BEH (Bulgarian Energy Holding) per la costituzione della *asset company* (50% IGI Poseidon e 50% BEH) che realizzerà il nuovo gasdotto (IGB) fra Grecia e Bulgaria, bretella che sarà connessa al progetto ITGI (Interconnessione Turchia-Grecia-Italia), prima realizzazione europea del cosiddetto "Corridoio Sud". Successivamente (i) in data 17 giugno 2010 Edison, DEPA e la società di Stato del gas turca Botas hanno firmato il *Memorandum of Understanding* relativo al transito in Turchia del gas del progetto ITGI e (ii) in data 30 novembre 2010 sono stati firmati gli atti per la costituzione della società che sarà responsabile dello sviluppo, costruzione e gestione del gasdotto IGB.
 - In data 10 marzo 2010 Edison ha concluso il collocamento di un prestito obbligazionario di 500 milioni di euro della durata di cinque anni, riservato esclusivamente ad investitori qualificati, con una cedola lorda annua pari al 3,25% e prezzo di emissione di 99,70;
 - In data 20 luglio 2010, attraverso la società controllata Edison Energie Speciali Spa, ha acquistato il 100% della società Parco Eolico San Francesco Srl titolare di un impianto eolico in esercizio da 26 MW presso il comune di Melissa (KR);
 - In data 24 settembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Edison ha deliberato l'incremento da 2 a 3 miliardi di euro dell'importo massimo di obbligazioni che possono essere emesse nell'ambito del programma *Euro Medium Term Note*;
 - In data 14 ottobre 2010 l'agenzia di rating Moody's Investors Services ha ridotto il merito di credito a lungo termine di Edison da *Baa2 Negative Outlook* a *Baa3 Stable Outlook* ed in data 2 novembre 2010 anche l'agenzia di rating Standard & Poor's ha ridotto il merito di credito a lungo termine di Edison da *BBB+ Negative Outlook* a *BBB Stable Outlook*;
 - In data 26 ottobre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Edison ha autorizzato la presentazione al Ministero dello Sviluppo Economico dell'istanza vincolante per la risoluzione anticipata, su base

volontaria, delle convenzioni CIP 6/92 degli impianti di produzione di energia elettrica di Jesi, Milazzo, Porto Viro e Porcari; in data 30 novembre 2010 il G.S.E. ha controfirmato i contratti di risoluzione anticipata delle citate convenzioni con efficacia a partire dal 1 gennaio 2011. Il credito relativo al provento derivante dalla risoluzione anticipata, ceduto in data 17 dicembre 2010 ad una società di factoring, è stato iscritto tra gli altri ricavi e proventi per 173 milioni di euro;

- In data 3 novembre Edison ha concluso il collocamento di un ulteriore prestito obbligazionario di 600 milioni di euro della durata di sette anni, riservato esclusivamente ad investitori qualificati, con una cedola lorda annua pari al 3,875% e prezzo di emissione di 99,555;
- In data 17 dicembre 2010 Edison ha sottoscritto un *term sheet* per la dismissione di un ramo d'azienda costituito da due centrali termoelettriche ubicate a Taranto ad un prezzo di 165 milioni di euro. Tale operazione, che si dovrà perfezionare entro il 15 gennaio 2012, ha generato una svalutazione di immobilizzazioni nell'esercizio per 40 milioni di euro, nonché la riclassifica dell'attivo e passivo del ramo d'azienda fra le attività e passività in dismissione;
- L'attività di compravendita di gas ha subito l'azzeramento dei margini unitari di vendita 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 (con attivazione delle clausole *take or pay* su tali contratti e rilevazione in bilancio di un importo complessivo di 91 milioni di euro di anticipi pagati e di 140 milioni di euro di impegni ancora da liquidare alle controparti) e (ii) dall'altro lato della riduzione della domanda di gas naturale in Italia rispetto ai livelli precedenti alla crisi economica del 2009. A questo riguardo Edison sta conducendo specifiche attività di rinegoziazione dei prezzi, come previsto dalle clausole dei contratti in essere, con tutti gli attuali fornitori di gas naturale ed in alcuni casi ha avviato 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. 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. 14 verbali relativi all'attività effettuata;
- ha partecipato a tutte le riunioni del Consiglio d'Amministrazione (n. 7), 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. 5), del Comitato per la Remunerazione (n. 4) e dell'Organismo di Vigilanza (n. 6);
- ha partecipato all'Assemblea della Società tenutasi il 23 marzo 2010;
- ha esaminato gli aspetti di propria competenza tramite audizioni del *management*, osservazioni dirette, esame di documentazione aziendale, raccolta di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali ed incontri con il preposto al controllo interno;
- ha periodicamente incontrato i responsabili della società incaricata della revisione legale dei conti, al fine di un reciproco scambio di dati e informazioni, di analisi dei risultati del lavoro da essa svolto e di verifica degli aspetti relativi alla sua indipendenza;
- ha avuto rapporti con gli organi di controllo delle società controllate ai sensi dell'art. 151 del D.Lgs. n. 58/1998;
- ha partecipato alle riunioni dell'Organismo di Vigilanza del Modello Organizzativo ex lege 231/2001, al fine di un reciproco scambio di informazioni;

Anche tramite la partecipazione alle riunioni del Comitato di Controllo Interno istituito in seno al Consiglio d'Amministrazione, il Collegio ha inoltre svolto le proprie funzioni di Comitato per il Controllo Interno e la revisione contabile assunte in forza dell'art. 19 del D.Lgs. n. 39 del 27 gennaio 2010 ed ha proceduto a vigilare:

- sul processo di informazione finanziaria;
- sull'efficacia dei sistemi di controllo interno, di revisione interna e di gestione del rischio;
- sulla revisione legale dei conti annuali e consolidati;
- sugli aspetti relativi all'indipendenza della società di revisione.

3. Le caratteristiche delle operazioni infragruppo e con parti correlate poste in essere nel corso del 2010, i soggetti coinvolti ed i relativi effetti economici sono adeguatamente indicati nella sezione "Operazioni infragruppo e con parti correlate" del Bilancio Consolidato 2010, a cui il Collegio rinvia. Durante il 2010 è stata applicata la procedura, approvata dal Consiglio di Amministrazione e da ultimo rivista nel dicembre 2008, per il compimento di operazioni tra Edison e le parti rilevanti e correlate, cui si deve attenere anche l'amministratore delegato, nel rispetto dei principi di oggettività, trasparenza e veridicità e basata sul principio generale che tutte le operazioni con parti correlate, anche se concluse per il tramite di società controllate, rispettino criteri di correttezza sostanziale e procedurale. In base a tale procedura, il Consiglio d'Amministrazione deve essere adeguatamente informato sulla natura della correlazione, sulle modalità esecutive dell'operazione, sulle condizioni temporali ed economiche per la realizzazione dell'operazione, sul procedimento valutativo seguito, sugli interessi e sulle motivazioni sottostanti e sugli eventuali rischi per la società e per le sue controllate con riferimento ai contratti sopramenzionati con parti rilevanti, nonché con riferimento alle operazioni non concluse a condizioni standard e quelle atipiche o inusuali con altre parti correlate, in via diretta o indiretta.

Per quanto di propria competenza il Collegio Sindacale non ha rilievi da effettuare in merito alla congruità e rispondenza all'interesse della Società di tali operazioni infragruppo e con parti correlate e 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 riguardante le Operazioni con Parti Correlate che 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 2010 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.

Ai sensi dell'articolo 4 comma 6 del regolamento Consob approvato con la citata delibera n. 17221/2010, Vi segnaliamo che la procedura adottata dalla Società (i) è coerente con i principi contenuti nel regolamento Consob di cui sopra (ii) è applicabile a decorrere dal 1 gennaio 2011 (iii) è pubblicata sul sito internet della Società.

4. La società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. ha emesso in data 4 aprile 2011 le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. n. 39 del 27 gennaio 2010 senza riscontrare rilievi o richiami d'informativa e nelle quali è attestato che il bilancio separato ed il bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 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.
5. Si è rilevato che nel corso dell'esercizio Edison S.p.A. ha conferito alla società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. i seguenti incarichi ulteriori nell'ambito della revisione legale:
- a. euro 22.220,00 per integrazione delle attività di revisione del bilancio consolidato;
 - b. euro 11.000,00 per la revisione limitata della relazione semestrale relativa ad Edison Trading S.p.A.;
 - c. euro 4.900,00 per integrazione delle attività di coordinamento di altri revisori;
 - d. euro 6.000,00 per le attività di *purchase price allocation* di Parco Eolico San Francesco; ed i seguenti incarichi ulteriori diversi dalla revisione legale:
 - e. euro 18.000,00 per attività integrative relative all'*unbundling*;
 - f. euro 8.729,00 per le verifiche sul tariffario 2010 Espatriati Egitto;
 - g. euro 25.096,00 per le verifiche sul tariffario 2010 Personale JV Gas Italia;

- h. euro 25.096,00 per le verifiche sul tariffario 2010 Personale JV Gas Estero;
- i. euro 5.894,00 per le attività relative al *Reporting Package* 2009 Sel-Edison;
- j. euro 8.000,00 per le attestazioni relative al contratto con G.C. Partecipazioni Società Agricola;
- k. euro 15.000,00 per le attestazioni relative al Progetto di Eccellenza Operativa;
- l. euro 80.000,00 per le attestazioni rese in relazione alle procedure arbitrali della rinegoziazione di contratti di acquisto di gas a lungo termine;
- m. euro 20.000,00 per le attestazioni relative all'emissione obbligazionaria di marzo 2010;
- n. euro 30.000,00 per le attestazioni relative all'emissione obbligazionaria di ottobre 2010.

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. L'incarico di revisione legale dei conti conferito alla società PricewaterhouseCoopers S.p.A. scade con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2010 e non può essere rinnovato avendo raggiunto la durata massima complessiva di nove esercizi.

Il Collegio Sindacale di Edison ha svolto, con l'assistenza delle strutture societarie (Direzione Sistemi di Controllo Interno, Direzione Amministrazione, Funzione Affari Societari), le attività necessarie per formulare la propria proposta motivata all'Assemblea in relazione al conferimento dell'incarico ad un nuovo revisore per il periodo 2011-2019.

Nella riunione del 2 marzo 2011 il Collegio, 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 individuato quale migliore offerta quella della Deloitte & Touche S.p.A. ed ha redatto la relativa proposta motivata, alla quale si rimanda per ulteriori dettagli, indirizzata all'Assemblea che dovrà conferire l'incarico di revisione legale.

7. Nel corso dell'esercizio 2010 il Collegio non ha ricevuto denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c., nè ha ricevuto esposti da parte di terzi.

Su segnalazione di alcuni azionisti il Collegio ha esaminato la situazione conseguente alla sentenza n. 14099/08 emessa in data 16 luglio 2008 dal Tribunale di Milano nella causa avviata con atto di citazione notificato alla Edison il 9 agosto 2002 dal Sig. Stefano Bollino in qualità di Rappresentante Comune degli azionisti di risparmio della Società ed avente ad oggetto l'impugnativa della deliberazione assembleare del 27 giugno 2002 con cui gli azionisti ordinari Edison approvarono il progetto di fusione per incorporazione della loro Società in Italenergia S.p.A.. Il predetto giudizio, nel corso del quale è intervenuta anche UBS AG per proporre le stesse domande e svolgere autonoma e distinta domanda volta ad ottenere anche il risarcimento dei danni, si è concluso a favore delle tesi degli istanti e ha quantificato il pregiudizio subito dagli azionisti di risparmio.

Secondo la Società la sentenza del Tribunale di Milano, con riferimento alle domande poste dal rappresentante comune degli azionisti di risparmio, contiene una declaratoria di mero accertamento, priva di qualsiasi portata di condanna al risarcimento e pertanto le domande risarcitorie proposte dagli azionisti di risparmio (diversi da UBS AG) che non hanno svolto atti interruttivi nel quinquennio decorrente dalla stipula dell'atto di fusione (4 novembre 2002) sono da ritenersi prescritte ai sensi dell'art. 2949 c.c..

Peraltro, anche in considerazione della mancanza di precedenti giurisprudenziali in merito ed allo scopo di prevenire l'alea ed i costi legati all'accertamento in giudizio di tale tesi, il Consiglio d'Amministrazione della Società del 14 marzo 2011 ha deliberato di offrire in via transattiva agli azionisti che abbiano fatto richiesta di risarcimento una somma a saldo e stralcio pari al 75% dell'importo determinato in base ai criteri individuati dalla sentenza (numero di azioni possedute all'epoca della fusione moltiplicato per 0,4426), senza interessi e rivalutazione. L'offerta transattiva è condizionata all'accettazione della stessa da parte di azionisti rappresentanti una percentuale minima di azioni di risparmio.

8. Nel corso del 2010 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.

A tale proposito si ricorda che, in considerazione della crisi economica il Consiglio d'Amministrazione del 30 ottobre 2009, su proposta del Comitato per la Remunerazione e con il parere favorevole del Collegio Sindacale, aveva deliberato di riformulare in diminuzione le remunerazioni del Presidente (riduzione del 10% del compenso complessivo) e dell'Amministratore Delegato (riduzione del 10% sulla parte fissa e fino al 25% sulla parte variabile).

Inoltre l'Assemblea del 23 marzo 2010 ha deliberato, su proposta del Consiglio d'Amministrazione, in linea con le raccomandazioni del Comitato per la Remunerazione e col parere favorevole del Collegio Sindacale, un'analoga riduzione del 10% del compenso dei membri del Consiglio d'Amministrazione.

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.

9. 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 3, 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.

10. 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 da un sistema di comunicazioni organizzative emesse dall'Amministratore Delegato 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 regolate 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.

11. 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. 6 nel corso del 2010) 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 2010 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.

12. 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 21 aprile 2011. 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.

13. 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 aggiornata al 2006, 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 Electricité 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 scadono il prossimo 15 settembre 2011 e sono automaticamente rinnovati per un ulteriore periodo di tre anni qualora essi non vengano disdettagli da una delle parti entro la stessa data di scadenza del 15 settembre 2011. In base ad un recente accordo tra le parti, oltre all'eliminazione del precedente periodo di sei mesi di preavviso per la disdetta degli accordi, è stato pattuito che alla scadenza del presente Consiglio d'Amministrazione, che avverrà con l'Assemblea di approvazione del bilancio 2010, si procederà alla nomina del Consiglio d'Amministrazione di Edison S.p.A. per la durata di un solo esercizio.

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 2010 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 14 marzo 2011, riportano un giudizio complessivamente positivo sul funzionamento del Consiglio e dei suoi Comitati.

Nel corso dell'esercizio, a seguito delle dimissioni rassegnate dai Consiglieri Pierre Gadonneix e Didier Calvez, il Consiglio d'Amministrazione ha proceduto rispettivamente a cooptare (i) nella riunione dell'8 febbraio 2010 il Consigliere Henri Proglio, poi confermato dall'Assemblea del 23 marzo 2010 e (ii) nella riunione del 29 giugno 2010 il Consigliere Thomas Piquemal.

Inoltre, con effetto dal 14 gennaio 2011 i Consiglieri Marc Boudier e Gerard Wolf hanno rassegnato le dimissioni ed in pari data il Consiglio d'Amministrazione ha cooptato, quali Consiglieri in loro sostituzione, i signori Bruno Lescoeur e Jean-Louis Mathias.

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.

14. 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. 58/1998, affinché le stesse forniscano le informazioni necessarie per adempiere gli obblighi di comunicazione previsti dalla legge, senza rilevare eccezioni.

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 2010, 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 2010 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 2010 viene a scadenza il mandato conferito al Consiglio d'Amministrazione ed al Collegio Sindacale dall'Assemblea del 2 aprile 2008; il Collegio Sindacale invita pertanto i signori Azionisti a provvedere in merito.

Milano, 4 aprile 2011

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
Polifemo fotografia
Fabrizio Villa
Jenny Zarins

Stampa
Grafiche Mariano, Mariano Comense

Milano, aprile 2011

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



Edison Spa

Foro Buonaparte, 31
20121 Milano

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

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

