

RELAZIONE SULLA GESTIONE 2013

RELAZIONE FINANZIARIA 2013

Fascicolo 1



Indice

RELAZIONE FINANZIARIA 2013

Edison oggi	3
Struttura semplificata del Gruppo al 31 dicembre 2013	4
Organi sociali	5
Notizie relative ai titoli	5

RELAZIONE SULLA GESTIONE

Anno 2013. Eventi di rilievo	6
- Sviluppo attività	6
- Altri fatti di rilievo	7
- Fatti di rilievo avvenuti dopo il 31 dicembre 2013	8
Dati significativi - Focus sui risultati	9
- Andamento e risultati 2013 del Gruppo e prevedibile evoluzione nel 2014	11
- Edison e i mercati finanziari	13
Scenario in evoluzione. Mercati e normative	14
- Quadro economico di riferimento	14
- Andamento del mercato energetico italiano	18
- Quadro normativo e regolamentare di riferimento	23
Un anno in sintesi. Andamento dei settori	33
- Energia elettrica	33
- Idrocarburi	36
- Corporate e Altri Settori	39
- Discontinued Operations	39
Raccordo tra risultato e patrimonio netto della Capogruppo e gli analoghi valore del Gruppo	40
Responsabilità sociale. Focus su tre aree	41
- Innovazione, ricerca e sviluppo	41
- Salute, sicurezza e ambiente	43
- Risorse umane e relazioni industriali	46
Rischi e incertezze	49
Altre informazioni	60
Proposta di deliberazione	61

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Edison oggi

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

ENERGIA ELETTRICA

Mercato Italia 2013

Impianti e capacità produttiva 2013

Domanda totale lorda Italia	317,1	TWh	Potenza disponibile gruppo Edison	7,7	'000 MW
Vendite lorde Edison Italia (*)	56,3	TWh	Produzione netta di energia elettrica – Totale Italia	277,4	TWh
di cui: - Mercato libero (*)	55,2	TWh	Produzione netta di energia elettrica gruppo Edison in Italia	18,7	TWh
- CIP 6/92	0,2	TWh	Quota di produzione su totale Italia	6,7	%
- Captive	0,9	TWh			
Siti serviti al 31.12.2013	900	'000			

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

Fonti: preconsuntivi AU, Terna e stime Edison.

IDROCARBURI

Mercato Italia 2013

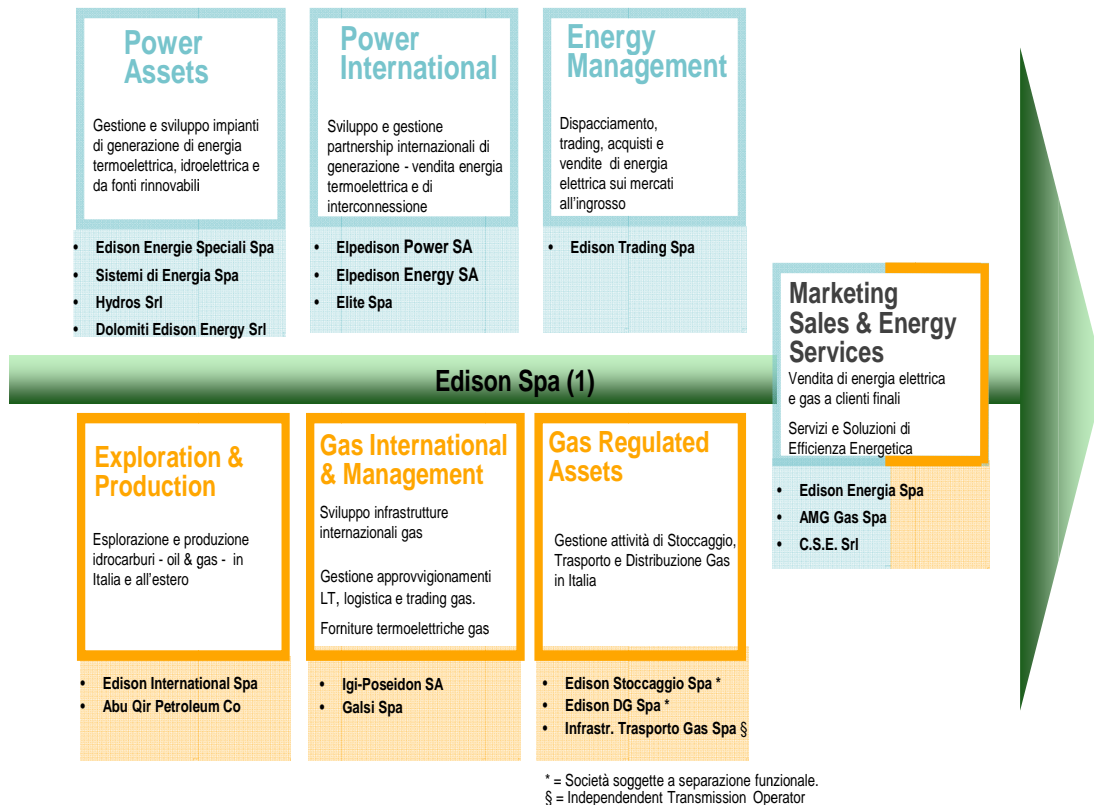
Impianti e capacità produttiva 2013

Fabbisogno totale Italia	69,5	Mld. mc	Produzioni gas – Totale Italia	7,5	Mld. mc
Vendite Edison Italia	15,7	Mld. mc	Produzioni gas – Edison (Italia)	0,4	Mld. mc
Vendite Edison / Fabbisogno totale Italia	22,5	%	Quota di produzione	5,5	%
			Concessioni e permessi in Italia	58	n.
			Concessioni per centri stoccaggio in Italia	3	n.
Siti serviti al 31.12.2013	604	'000	Produzione gas - Edison (estero)	1,8	Mld. mc
			Concessioni e permessi all'estero	53	n.
			Riserve idrocarburi	50,4	Mld. mc eq.
			Rete gas (metanodotti b.p. + m.p.)	3,58	'000 / km
			Rete gas (metanodotti a.p.)	0,08	'000 / km

Fonti: preconsuntivi Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.

Struttura semplificata del Gruppo al 31 dicembre 2013

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



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

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

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	-----------------------------	--------------------------

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione ⁽¹⁾

Presidente		Henri Proglio ⁽²⁾
Amministratore Delegato		Bruno Lescoeur ⁽³⁾
Amministratori		Béatrice Bigois ⁽⁴⁾
	indipendente	Paolo Di Benedetto ⁽⁵⁾
		Philippe Esper
	indipendente	Gian Maria Gros-Pietro ⁽⁶⁾
		Pierre Lederer
		Denis Lépée
		Jorge Mora
		Thomas Piquemal ⁽⁷⁾
	indipendente	Nathalie Tocci ⁽⁸⁾
		Nicole Verdier-Naves ⁽⁹⁾

Segretario del Consiglio Lucrezia Geraci

Collegio sindacale ⁽¹⁰⁾

Presidente	Alfredo Fossati
Sindaci effettivi	Giuseppe Cagliero ⁽¹¹⁾ Leonello Schinasi

Società di revisione ⁽¹²⁾ Deloitte & Touche Spa

- (1) Nominato dall'Assemblea del 22 marzo 2013 per un triennio e quindi sino all'Assemblea di approvazione del bilancio dell'esercizio 2015.
- (2) Confermato Presidente dall'Assemblea del 22 marzo 2013.
- (3) Confermato Amministratore Delegato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2013
- (4) Presidente del Comitato Controllo e Rischi.
- (5) Presidente del Comitato per la Remunerazione e componente del Comitato Controllo e Rischi, del Comitato Indipendenti e dell'Organismo di Vigilanza.
- (6) Presidente del Comitato Indipendenti, *Lead Independent Director* e componente del Comitato Controllo e Rischi, del Comitato per la Remunerazione e dell'Organismo di Vigilanza.
- (7) Componente del Comitato Controllo e Rischi.
- (8) Componente del Comitato per la Remunerazione e del Comitato Indipendenti.
- (9) Componente del Comitato per la Remunerazione.
- (10) Nominato dall'Assemblea del 26 aprile 2011 per un triennio e quindi sino all'Assemblea di approvazione del bilancio dell'esercizio 2013.
- (11) Subentrato Sindaco Effettivo dal 24 maggio 2012 e confermato dall'Assemblea del 22 marzo 2013 per un esercizio e quindi sino all'Assemblea di approvazione del bilancio dell'esercizio 2013.
- (12) Incarico conferito dall'Assemblea del 26 aprile 2011 per il novennio 2011 – 2019.

Notizie relative ai titoli

Numero azioni al 31 dicembre 2013

Azioni ordinarie	5.181.545.824
Azioni di risparmio	110.154.847

Azionisti con partecipazioni rilevanti al 31 dicembre 2013

	% diritti di voto	% possesso
EDF Electricité de France Sa ⁽¹⁾	99,476%	97,405%

(1) quota indiretta

Anno 2013
Eventi di rilievo

Sviluppo attività

Edison si aggiudica 2 nuove licenze di esplorazione di idrocarburi in Norvegia

In data 16 gennaio 2013, Edison, attraverso la controllata Edison International Spa, si è aggiudicata 2 nuove licenze di esplorazione e produzione di idrocarburi nella piattaforma continentale norvegese messe in gara dal Ministero del Petrolio e dell'Energia della Norvegia. Le assegnazioni, nel Mare di Norvegia, riguardano i blocchi 6608/4 e 6608/7 con Edison al 30% in *Joint Venture* con OMV al 40%, North Energy al 15% e Skagen 44 al 15%, e i blocchi 6509/3, 6510/1 e 6510/2 con Edison al 30% in *Joint Venture* con Repsol al 40% e Skagen 44 al 30%.

Le licenze prevedono un periodo di tre anni per gli studi, al termine dei quali i consorzi decideranno se procedere alla perforazione o rilasciare la licenza, la cosiddetta *drill or drop*.

Edison: concluso l'arbitrato per la revisione del prezzo del contratto con Sonatrach per la fornitura di gas dall'Algeria

In data 23 aprile 2013 la Court of Arbitration dell'ICC (International Chamber of Commerce) ha deliberato il lodo dell'arbitrato tra Edison e Sonatrach in merito alla revisione del prezzo del contratto long-term di fornitura di gas naturale dall'Algeria.

Il Tribunale Arbitrale ha ritenuto la richiesta di revisione del prezzo formulata da Edison valida nella forma e nella sostanza. L'arbitrato con Sonatrach era stato avviato nell'agosto 2011 nell'ambito delle rinegoziazioni dei contratti gas a lungo termine del portafoglio.

Edison rafforza la presenza in Norvegia e si aggiudica 4 nuove licenze di esplorazione di idrocarburi nel Mare di Barents

In data 16 giugno 2013, Edison, attraverso la controllata Edison International Spa, si è aggiudicata 4 nuove licenze di esplorazione e produzione di idrocarburi nella piattaforma continentale norvegese messe in gara dal Ministero del Petrolio e dell'Energia della Norvegia. Le assegnazioni, nel Mare di Barents, riguardano il blocco PL707 (Seiland W) con Edison operatore al 50% in *Joint Venture* con PGNiG al 30% e North Energy al 20%; il blocco PL708 (Seiland E) con Edison al 20% in *Joint Venture* con Lundin, operatore al 40%, LUKOIL al 20% e North Energy al 20%; il blocco PL713 (Eldorado) con Edison al 20% in *Joint Venture* con Statoil, operatore al 40%, Rosneft al 20% e North Energy al 20% e il blocco PL717 (Alke) con Edison al 20% in *Joint Venture* con ENI, operatore al 40%, Statoil al 20% e Rocksource al 20%.

Tre licenze prevedono un periodo di tre anni per gli studi e la sismica, al termine dei quali i consorzi decideranno se procedere alla perforazione o rilasciare le licenze, la cosiddetta *drill or drop*, mentre per la licenza del blocco PL713 è previsto l'impegno di un pozzo esplorativo.

Edison: rivisti i contratti long-term di fornitura di gas naturale dal Qatar e dall'Algeria

A fine luglio 2013, nell'ambito del secondo ciclo di rinegoziazioni, sono stati siglati gli accordi commerciali per la rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale proveniente dal Qatar e dall'Algeria.

Edison darà energia alle Pubbliche Amministrazioni

Nel mese di Ottobre 2013, Edison, tramite la controllata Edison Energia Spa, si è aggiudicata la gara, indetta da Consip (la società per azioni del Ministero dell'Economia e delle Finanze che opera a esclusivo interesse dello Stato nel quadro degli indirizzi strategici e dei compiti a essa assegnati) per la fornitura di energia elettrica per l'anno 2014 alle pubbliche amministrazioni.

Dal 1° gennaio 2014 Edison Energia Spa continuerà quindi a fornire energia elettrica a Ministeri, Regioni, Province, Comuni, scuole e caserme delle regioni Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Liguria, Trentino Alto Adige, Emilia Romagna, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Toscana, Umbria, Marche, Puglia, Molise e Sardegna, per un volume complessivo di energia elettrica pari a 3.300 milioni di kilowattora su base annua. La durata della convenzione è di 12 mesi per un valore complessivo della fornitura superiore ai 500 milioni di euro.

Altri fatti di rilievo

Edison: sottoscritti due prestiti infragruppo per rifinanziare linea di credito da 1,5 miliardi di euro in scadenza

Il 9 aprile 2013 Edison Spa ha sottoscritto, e utilizzato il successivo 11 aprile, due prestiti infragruppo per rifinanziare la linea di credito sindacata stand-by da 1.500 milioni di euro in scadenza.

Il primo finanziamento, concesso da EDF IG SA, ammonta a 800 milioni di euro e ha una durata di 7 anni, il secondo, concesso da EDF SA, è pari a 600 milioni di euro e ha una durata di 2 anni. Entrambi i finanziamenti sono stati ottenuti a condizioni competitive, in linea con quelle offerte sul mercato a una società con il merito di credito di Edison.

Tali prestiti rappresentano la parte preponderante di un piano articolato di rifinanziamento in grado di assicurare a Edison un'efficiente copertura sia delle esigenze operative di lungo termine sia delle necessità di breve termine e, nel contempo, il mantenimento di un'adeguata flessibilità finanziaria.

Edison: Finanziamento bancario di 500 milioni di euro

In data 10 luglio 2013, Edison Spa ha sottoscritto un contratto di finanziamento a breve termine per un ammontare di 500 milioni di euro. La linea di credito, assicurata da un pool di banche primarie, italiane ed internazionali, è organizzata nella forma di un *Club Deal* senza successiva attività di sindacazione e prevede utilizzi su base rotativa (*Revolving Credit Facility*) senza garanzie. Il tasso di interesse è indicizzato all'Euribor maggiorato di un margine in linea con le attuali migliori condizioni di mercato, e la scadenza è prevista nel gennaio 2015. Con questa nuova linea di credito Edison rafforza ulteriormente il proprio grado di elasticità finanziaria.

Standard & Poor's alza il rating di Edison a BBB+ con outlook Stabile

In data 10 dicembre 2013, l'agenzia di rating Standard & Poor's ha alzato il merito di credito a lungo termine di Edison a BBB+ da BBB con outlook Stabile. L'agenzia di rating ha confermato il rating A-2 al credito a breve termine.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

L'innalzamento del rating consegue la revisione dei criteri di assegnazione del rating e della metodologia di valutazione delle società appartenenti a Gruppi che Standard & Poor's ha pubblicato il 29 Novembre 2013 e riflette soprattutto la classificazione di Edison come società "strategicamente importante" per il Gruppo EDF. La società italiana, piattaforma del gas dell'intero gruppo, è considerata da Standard & Poor's strumentale alla strategia a lungo termine di EDF per la diversificazione del mix produttivo.

L'outlook Stabile riflette l'opinione di Standard & Poor's che il profilo creditizio stand-alone di Edison dovrebbe rafforzarsi nei prossimi due anni prevalentemente grazie al recupero di marginalità dell'attività di approvvigionamento del gas e al miglioramento dei parametri finanziari.

Fatti di rilievo avvenuti dopo il 31 dicembre 2013

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 2013" contenuto nel Bilancio Consolidato.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Dati significativi – Focus sui risultati

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

Gruppo Edison

(in milioni di euro)	Esercizio 2013	Esercizio 2012 (*)	Variazione %
Ricavi di vendita	12.335	12.014	2,7%
Margine operativo lordo	1.009	1.103	(8,5%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	8,2%	9,2%	
Risultato operativo	344	229	50,2%
<i>% sui ricavi di vendita</i>	2,8%	1,9%	
Risultato netto da Continuing Operations	98	36	n.s.
Risultato netto da Discontinued Operations	-	50	n.s.
Risultato netto di competenza di Gruppo	96	81	18,5%
Investimenti in immobilizzazioni da Continuing Operations	179	343	(47,8%)
Investimenti in esplorazione	92	116	(20,7%)
Capitale investito netto (A + B)	9.801	9.800	-
Indebitamento finanziario netto (A) (1)	2.549	2.613	(2,4%)
Patrimonio netto totale (B)	7.252	7.187	0,9%
Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	7.126	7.055	1,0%
ROI ⁽²⁾	3,60%	2,25%	
ROE ⁽³⁾	1,35%	1,15%	
Debt / Equity (A/B)	0,35	0,36	
Gearing (A / A+B)	26%	27%	
Dipendenti (numero) ⁽⁴⁾	3.240	3.248	(0,2%)

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

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

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

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.

(*) I valori del 2012 riflettono l'applicazione dello IAS 19 revised.

Edison Spa

(in milioni di euro)	Esercizio 2013	Esercizio 2012 (*)	Variazione%
Ricavi di vendita	5.601	6.433	(12,9%)
Margine operativo lordo	60	336	(82,1%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	1,1%	5,2%	
Risultato operativo	(177)	(108)	(63,9%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	(3,2%)	n.s.	
Risultato netto da Continuing Operations	78	(25)	n.s.
Risultato netto da Discontinued Operations	-	81	n.s.
Risultato netto dell'esercizio	78	56	n.s.
Investimenti in immobilizzazioni	90	100	(10,0%)
Capitale investito netto	6.745	6.572	2,6%
Indebitamento finanziario netto	746	626	19,2%
Patrimonio netto	5.999	5.946	0,9%
Debt/equity	0,12	0,11	
Dipendenti	1.552	1.587	(2,2%)

(*)I valori del 2012 riflettono l'applicazione dello IAS 19 revised.

Ricavi di vendita e margine operativo lordo per settore

(in milioni di euro)	Esercizio 2013	Esercizio 2012 (*)	Variazione %
Filiera Energia Elettrica (1)			
Ricavi di vendita	7.319	6.961	5,1%
Margine operativo lordo reported	696	605	15,0%
Margine operativo lordo adjusted (**)	706	583	21,1%
Filiera Idrocarburi (1)			
Ricavi di vendita	5.872	6.571	(10,6%)
Margine operativo lordo reported	424	608	(30,3%)
Margine operativo lordo adjusted (**)	414	630	(34,3%)
Corporate e Altri Settori (2)			
Ricavi di vendita	52	48	8,3%
Margine operativo lordo	(111)	(110)	(0,9%)
% sui ricavi di vendita	n.s.	n.s.	
Elisioni			
Ricavi di vendita	(908)	(1.566)	42,0%
Gruppo Edison			
Ricavi di vendita	12.335	12.014	2,7%
Margine operativo lordo	1.009	1.103	(8,5%)
% sui ricavi di vendita	8,2%	9,2%	

(1) Vedi Struttura semplificata del Gruppo a pagina 4.

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

(*) I valori del 2012 riflettono l'applicazione dello IAS 19 revised.

(**) Il margine operativo lordo *adjusted* è effetto della riclassificazione dei risultati delle coperture su *commodity* e su cambi associate ai contratti per l'importazione di gas naturale dalla Filiera Idrocarburi alla Filiera Energia Elettrica, per la parte di risultato riferibile a quest'ultimo settore. Tale riclassificazione viene effettuata al fine di consentire una miglior lettura gestionale dei risultati industriali. Il margine operativo lordo *adjusted* non è soggetto a verifica da parte della società di revisione.

Andamento e risultati 2013 del Gruppo e prevedibile evoluzione nel 2014

Andamento della gestione

Nel corso del 2013 il Gruppo registra ricavi di vendita pari a 12.335 milioni di euro, in aumento del 2,7% rispetto all'anno precedente. Nei singoli settori si osservano un incremento pari al 5,1% nella Filiera Energia Elettrica, sostanzialmente guidato dall'incremento dei volumi venduti, e un decremento del 10,6% nella Filiera Idrocarburi a causa della diminuzione dei prezzi medi di vendita trainati dallo scenario di riferimento.

Il margine operativo lordo si attesta a 1.009 milioni di euro, in diminuzione di 94 milioni di euro (-8,5%) rispetto al 2012. Tale variazione è determinata:

- per la Filiera Idrocarburi (margine operativo lordo *adjusted*⁽¹⁾ di 414 milioni di euro, in diminuzione di 216 milioni di euro) dall'attività di compravendita di gas naturale, ancora caratterizzata da margini fortemente negativi, dall'attività di *Exploration & Production* che risente di una leggera contrazione dei volumi prodotti, e dai margini in aumento del segmento Infrastrutture gas regolate;
- per la Filiera Energia Elettrica (margine operativo lordo *adjusted*⁽¹⁾ di 706 milioni di euro, in aumento di 123 milioni di euro) principalmente dall'eccellente attività di ottimizzazione di gestione del portafoglio impianti.

Si rimanda al commento delle Filiere nel paragrafo "Andamento dei Settori" per un'analisi più approfondita dell'andamento dell'anno 2013.

Il risultato operativo netto è pari a 344 milioni di euro e risulta in deciso aumento rispetto ai 229 milioni di euro del 2012. Tale valore, oltre a quanto sopra menzionato, sconta ammortamenti e svalutazioni per un totale di 656 milioni di euro (868 milioni di euro nel 2012); gli ammortamenti netti pari a 556 milioni di euro (629 milioni di euro nel 2012) si riducono a seguito di minori costi di esplorazione e per l'effetto delle svalutazioni effettuate nel 2012.

Le svalutazioni pari a 100 milioni di euro (239 milioni di euro nel 2012) riflettono gli effetti del processo di *impairment test* annuale sulle immobilizzazioni e si riferiscono per 46 milioni di euro ad una centrale termoelettrica, a seguito della disdetta da parte di un cliente del contratto per la somministrazione di vapore, e per 54 milioni di euro alla concessione egiziana di Rosetta a seguito della revisione al ribasso delle riserve di idrocarburi.

Il risultato da *Continuing Operations* si attesta a 98 milioni di euro (36 milioni di euro nel 2012) e recepisce oneri finanziari netti per 115 milioni di euro, altri oneri netti per 4 milioni nonché imposte sul reddito per 130 milioni di euro. In particolare gli altri oneri netti includono poste relative ad attività *non-core* tra cui accantonamenti a fondi rischi per oneri ambientali connessi ad attività ex-Montedison e il provento di 37 milioni di euro per l'annullamento di una sanzione inflitta nel 2006 dalla Commissione Europea relativa alla controllata Ausimont.

(1) Vedi nota pagina 10.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2013 è risultato pari a 2.549 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai 2.613 milioni rilevati a fine dicembre 2012.

Per un'analisi più dettagliata delle principali componenti si rimanda al capitolo "Indebitamento finanziario netto" contenuto all'interno delle Note illustrative al Bilancio Consolidato.

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

(in milioni di euro)	Esercizio 2013	Esercizio 2012
A. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO INIZIALE	(2.613)	(3.884)
Margine operativo lordo	1.009	1.103
Variazione del capitale circolante operativo	(84)	(294)
Imposte dirette pagate (-)	(221)	(190)
Variazione altre attività (passività)	(193)	46
B. CASH FLOW OPERATIVO	511	665
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-)	(271)	(459)
Investimenti in immobilizzazioni finanziarie (-)	(4)	-
Prezzo netto di acquisizione business combinations (-) (*)	(56)	(2)
Prezzo di cessione immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie	8	690
Rimborso finanziamento soci	-	550
Rimborsi di capitale da immobilizzazioni finanziarie	7	8
Dividendi incassati	4	3
C. CASH FLOW DISPONIBILE (Generazione di cassa)	199	1.455
Proventi (oneri) finanziari netti	(115)	(121)
Rimborso di capitale sociale e riserve	-	(14)
Dividendi pagati (-)	(20)	(14)
D. CASH FLOW DOPO LA GESTIONE FINANZIARIA	64	1.306
Discontinued Operations	-	(35)
E. CASH FLOW NETTO DELL'ESERCIZIO	64	1.271
F. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO FINALE	(2.549)	(2.613)

(*) Include il prezzo di acquisizione (81 milioni di euro), al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (25 milioni di euro) di EDF Production UK Ltd, società attiva nell'esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi, acquisita in ottobre da EDF International Sas.

Previsioni 2014

Edison conferma la sua capacità ricorrente di generare un Margine Operativo Lordo di 1 miliardo di euro, che può variare secondo le tempistiche di *price review* dei contratti a lungo termine di fornitura di gas. Edison è tuttora impegnata nella seconda fase di questi processi di *price review*, la cui finalizzazione è prevista nel 2014/2015. Nel 2014, al netto di ogni effetto delle predette rinegoziazioni, è previsto che il Margine Operativo Lordo si attesti a un valore superiore a 600 milioni di euro.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Edison e i mercati finanziari

Quotazioni e altri indicatori per azione

	31 Dicembre 2013	31 Dicembre 2012
Edison Spa		
Quotazione di Borsa (valore unitario in euro) (1):		
- azioni ordinarie (2)	-	-
- azioni di risparmio	0,9592	0,8424
Numero azioni (a fine periodo):		
- azioni ordinarie	5.181.545.824	5.181.545.824
- azioni di risparmio	110.154.847	110.154.847
Totale azioni	5.291.700.671	5.291.700.671
Gruppo Edison		
Utile (perdita) per azione(3):		
risultato di base azioni ordinarie	0,0175	0,0147
risultato di base azioni di risparmio	0,0475	0,0447
risultato diluito azioni ordinarie	0,0175	0,0147
risultato diluito azioni di risparmio	0,0475	0,0447
Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante per azione (in euro)	1,347	1,333

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

(2) Revocate dalla quotazione in data 10 settembre 2012.

(3) Calcolato in base al principio IAS 33.

Altri indicatori finanziari

Rating	Corrente	31 Dicembre 2012
Standard & Poor's		
Rating M/L	BBB+	BBB
Outlook M/L termine	Stable	Positive
Rating B/T	A-2	A-2
Moody's		
Rating	Baa3	Baa3
Outlook M/L termine	Stable	Negative

Quadro economico di riferimento

Nel 2013 l'economia mondiale ha lievemente rallentato il suo ritmo di crescita rispetto al 2012, sia in termini di PIL che di sviluppo del commercio internazionale, mantenendosi tuttavia in territorio positivo: le ultime stime elaborate da Prometeia – il più importante istituto di previsione italiano – indicano per il 2013 una crescita del 2,9% del PIL mondiale e dell'2,1% del commercio internazionale.

Il ciclo economico internazionale è la risultante di andamenti divergenti delle principali aree geo-economiche del pianeta.

Per quanto riguarda le economie emergenti, quelle asiatiche hanno decelerato nel corso del 2013, ma sono apparsi segnali di rilancio nella seconda parte dell'anno, in Cina e in India in primis. Rallentano anche l'America Latina (Messico e Brasile soprattutto) e i Paesi del Nord Africa e Medio Oriente, mentre accelera l'Africa sub-sahariana. Nel complesso la dinamica dei paesi emergenti, sebbene inferiore a quella registrata dagli inizi degli anni 2000 fino all'esplosione della crisi, continua ad essere superiore a quella dei Paesi avanzati, fungendo da importante traino all'economia mondiale.

Tra i Paesi avanzati, nel 2013 la ripresa negli Stati Uniti si conferma solida, seppur inferiore a quella registrata lo scorso anno, grazie al contenuto aumento dei salari, all'incremento del potere d'acquisto delle famiglie originato dal calo dell'inflazione e alla migliore dinamica dell'occupazione, la capacità di spesa delle famiglie americane è sensibilmente aumentata, sia in termini di reddito disponibile che di ricchezza. Gli investimenti produttivi, frenati dalla stagnazione della spesa per macchinari e attrezzature, appaiono invece, ancora al di sotto dei livelli pre-crisi; inoltre sull'attività economica degli ultimi mesi dell'anno pesano i sedici giorni di *shutdown* del governo federale nel mese di ottobre. La ripresa americana, nelle previsioni, troverà maggior vigore nel 2014.

Il Giappone, pur confermando la ripresa innescata dalle politiche monetarie espansive messe in atto dal governo Abe, nella seconda parte dell'anno ha rallentato molto la sua crescita a causa del contributo negativo della domanda estera netta, soprattutto di quella proveniente dai mercati emergenti asiatici, che va ad annullare i contributi positivi degli investimenti pubblici e dell'accumulo di scorte. Quanto alle altre principali componenti di PIL, gli investimenti delle imprese appaiono piatti e i consumi delle famiglie in rallentamento.

Per quanto riguarda l'Europa, il Regno Unito consolida la sua ripresa, guidata dalla crescita dei consumi privati che continuano a beneficiare della maggiore occupazione e della crescente fiducia dei consumatori, nonostante la contrazione delle esportazioni a causa della modesta domanda interna dell'area Euro.

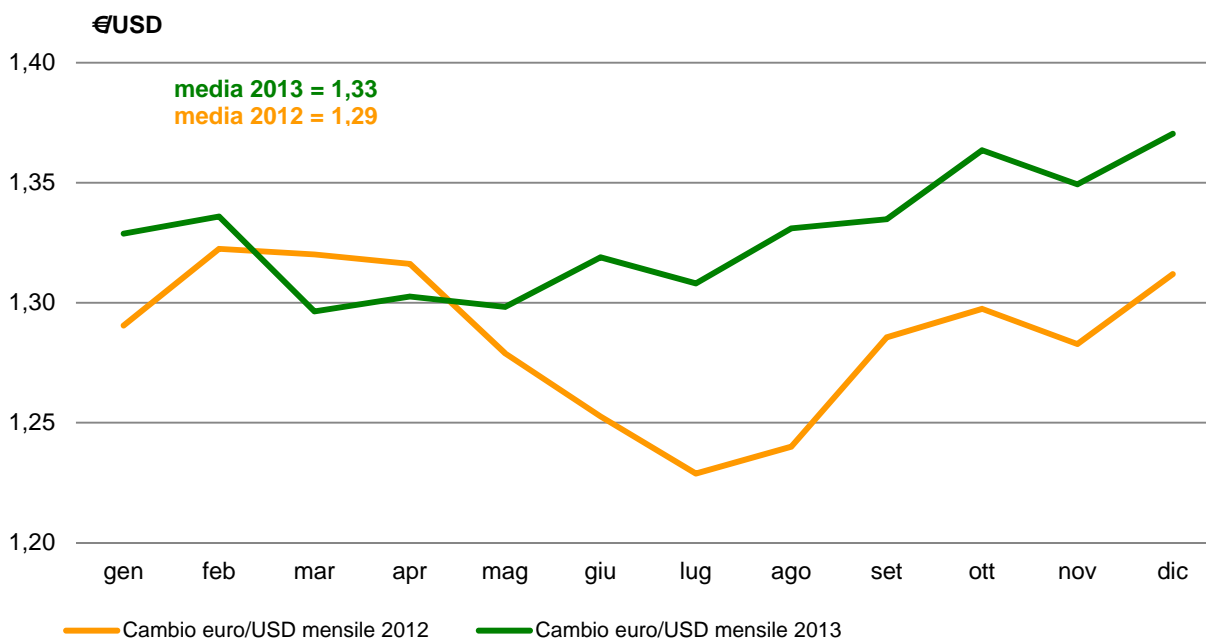
Per ciò che riguarda quest'ultima, i maggiori Paesi che fanno parte dell'area Euro hanno evidenziato performance differenti: sempre positiva la dinamica tedesca, in crescente difficoltà quella francese e in ripresa quella spagnola. Migliorano, inoltre, le prospettive di Portogallo e Irlanda, pur permanendo in questi paesi gravi problemi strutturali. Nel complesso, per l'area Euro il PIL del 2013 si è chiuso con un segno negativo (-0,4% secondo le ultime stime) riflettendo, oltre alle difficoltà di alcuni Paesi *core* dell'area (Francia e Olanda in particolare), anche le persistenti restrizioni nell'accesso al credito, soprattutto nei Paesi cosiddetti periferici; la forza dell'euro, che penalizza le esportazioni; gli squilibri nei mercati immobiliari che ostacolano la ripresa economica, sia direttamente deprimendo l'attività nelle costruzioni e nei servizi immobiliari, sia indirettamente riducendo la ricchezza delle famiglie e con essa la dinamica della spesa privata; e soprattutto l'elevata disoccupazione.

Quanto all'Italia, il 2013 si è chiuso con una contrazione del PIL stimata pari al -1,8%. Nel quarto trimestre dell'anno, tuttavia, l'Italia sembrerebbe uscita dalla fase di recessione, mettendo a segno un tasso di crescita positivo dopo nove trimestri consecutivi di contrazione dell'economia. Nella parte finale dell'anno si è infatti assistito ad un miglioramento del clima di fiducia di imprese e famiglie; la riduzione dei consumi delle famiglie, particolarmente marcata negli ultimi 3 anni, si è allentata; la produzione industriale è tornata a crescere; le prospettive dell'export appaiono buone, nonostante la performance piuttosto fiacca del 2013, ma anche l'import in volume è previsto in crescita, riflettendo il miglioramento della dinamica della domanda interna. Segnali ancora negativi provengono invece dal mercato del credito, dove il *credit crunch* è proseguito finora senza nessun segnale di attenuazione, e dal mercato del lavoro, dove non si prefigura nessuna ripresa imminente dell'occupazione.

Il tasso di cambio euro/dollaro ha registrato nel 2013 un valore medio annuo di 1,33 USD per euro, in aumento del 3,3% rispetto alla media annuale del 2012, pari a 1,29 USD per euro.

L'apprezzamento della moneta unica, che si concentra soprattutto nel quarto trimestre, ha fatto seguito ad una lieve ripresa economica dell'area Euro: infatti anche se tale andamento non è generalizzato in quanto alcuni paesi dell'Area continuano a rimanere in recessione, dal secondo trimestre 2013 l'economia europea è tornata a crescere dopo sei trimestri consecutivi di contrazione.

Considerando in dettaglio le chiusure giornaliere del tasso di cambio si riscontra una variabilità più contenuta rispetto all'anno precedente, con valori che hanno oscillato tra un minimo di 1,28 USD per euro (1,21 USD per euro nel 2012), raggiunto verso la fine di marzo, ed un valore massimo pari a 1,38 USD per euro (1,35 USD per euro nel 2012), toccato alla fine del mese di dicembre.



Sul fronte del mercato petrolifero i prezzi, nel corso del 2013, hanno fatto registrare una media annua di 108,7 dollari al barile, in diminuzione del 2,6% rispetto alla media annuale 2012 (111,7 dollari al barile). Il primo trimestre dell'anno è stato caratterizzato da prezzi relativamente alti, con il raggiungimento del valore massimo annuale di 118,9 dollari al barile nel mese di febbraio, seguito da un crollo dei prezzi nel secondo trimestre, con un valore minimo di 97,7 dollari al barile nel mese di aprile, e dagli ultimi due trimestri

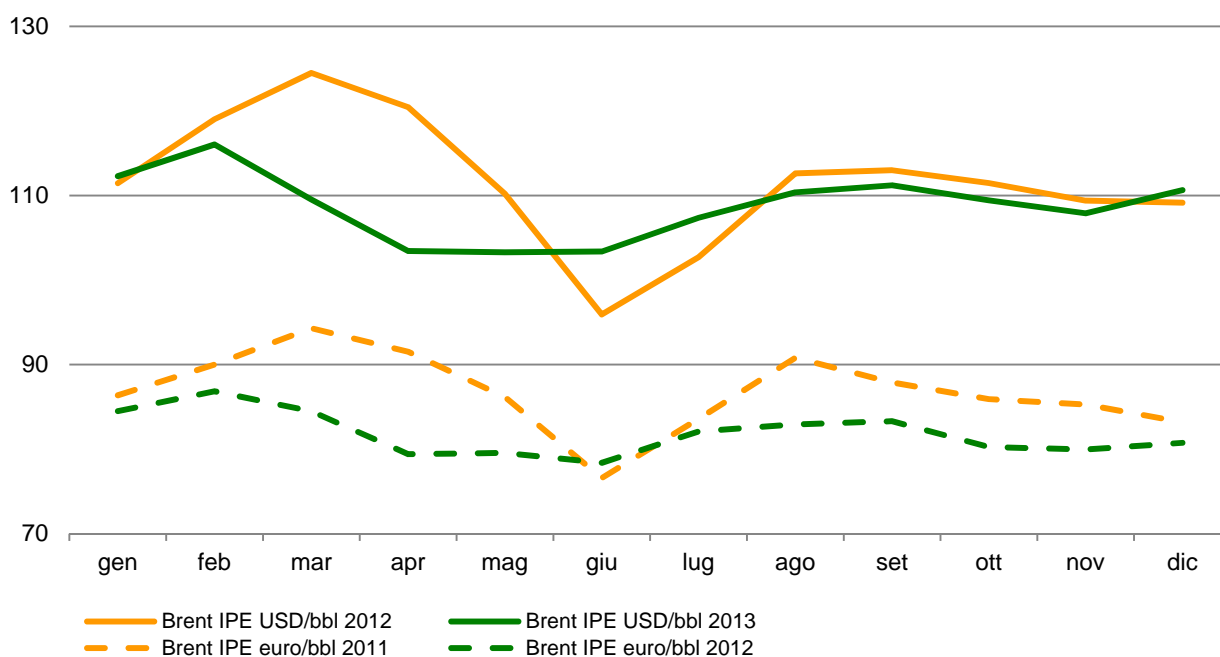
dell'anno in cui le quotazioni si sono mantenute relativamente stabili con una media mese intorno ai 110 dollari al barile. Per quanto riguarda i fondamentali, le condizioni della domanda e dell'offerta mondiale suggeriscono che il mercato petrolifero può contare su un'offerta relativamente ampia, sebbene i prezzi si siano mantenuti su livelli abbastanza elevati anche a causa delle gravi interruzioni nell'offerta rilevate in diversi paesi dell'OPEC, in particolare Libia e Iraq. Il recente accordo con l'Iran in merito al suo programma nucleare ha alimentato un certo ottimismo riguardo all'aumento delle forniture per il futuro, anche se al momento le rilevanti sanzioni che frenano le esportazioni petrolifere iraniane non sono ancora state revocate. Il 2013 è stato caratterizzato inoltre, sempre sul lato offerta, dall'evoluzione del mercato americano che, analogamente a quanto accaduto in passato per il gas, ha fatto registrare a giugno di quest'anno il sorpasso delle produzioni nazionali di petrolio (*shale oil*) sulle quantità importate dall'estero.

La quotazione petrolio in euro registra invece una maggiore flessione del prezzo rispetto al 2012 per via dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro. In particolare, nel 2013 il prezzo del greggio in euro ha subito un calo del 5,7% portandosi a una media di 81,9 euro al barile.

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

	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variazione %
Prezzo petrolio USD/bbl ⁽¹⁾	108,7	111,7	(2,6%)
Cambio USD/euro	1,33	1,29	3,3%
Prezzo petrolio euro/bbl	81,9	86,9	(5,7%)

(1) Brent IPE



Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

La diminuzione dei prezzi si è avuta in maniera generalizzata su pressoché tutte le materie prime energetiche di riferimento. Il gasolio si è deprezzato del 3,6%, passando da una media di 953 USD/MT a 920 USD/MT, gli olii combustibili hanno avuto un decremento ancor più consistente (-8,5% per olio a basso contenuto di zolfo, -6,2% per olio ad alto contenuto di zolfo). Anche i prezzi del carbone hanno subito un forte deprezzamento, in particolare il prezzo del carbone API2 ha avuto una flessione dell'11,8% rispetto all'esercizio precedente.

Mentre il prezzo del gas *spot* in Italia, al Punto virtuale di Scambio, ha fatto registrare un decremento del 2,8%, il prezzo del gas all'*hub* TTF, analogamente ai prezzi degli altri gas continentali, ha invece registrato un apprezzamento di circa otto punti percentuali, e di conseguenza il differenziale tra gas nazionale ed estero si è notevolmente ridotto passando da 4 c€/smc a 1,1 c€/smc.

Per quanto riguarda i prezzi dei certificati *ETS*, in discesa del 39,4% per uno strutturale eccesso di offerta, il 2013 è stato segnato dal tema del *backloading* di quote, ovvero la possibilità di assorbire una parte dei crediti offerti sul mercato durante questa fase recessiva per poi renderle nuovamente disponibili a fine fase (2018-2020). I forti movimenti che si sono registrati sulla curva dei prezzi dei titoli CO₂ corrispondono infatti a momenti decisionali lungo l'iter regolatorio: in particolare nel mese di aprile 2013 i prezzi dei crediti *ETS* erano scesi sotto i 3 euro/ton quando il Parlamento Europeo aveva bocciato il *backloading* dopo che era stata approvato dalla commissione ambiente. Successivamente la riproposizione del tema ha riportato i prezzi attorno ai 5 euro/ton. Sul finire dell'anno si è finalmente avuta l'approvazione da parte del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo.

Andamento del mercato energetico italiano

Bilancio di Energia Elettrica in Italia e scenario di riferimento

TWh	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variazione %
Produzione netta:	277,4	287,8	(3,6%)
- Termoelettrica	182,5	207,3	(12,0%)
- Idroelettrica	52,5	43,3	21,4%
- Altre rinnovabili (1)	42,3	37,2	13,7%
Saldo netto import/export	42,2	43,1	(2,2%)
Consumo pompaggi	(2,4)	(2,7)	(11,2%)
Totale domanda	317,1	328,2	(3,4%)

Fonte: elaborazioni su dati 2012 e preconsuntivi 2013 Terna, al lordo delle perdite di rete.

(1) include produzione geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica.

La domanda lorda di energia elettrica in Italia nell'esercizio 2013 è stata pari a 317,1 TWh (TWh = miliardi di kWh), in calo del 3,4% rispetto all'esercizio precedente; in termini decalendarizzati (i.e. depurando il dato dagli effetti derivanti da variazioni della temperatura media e del numero di giornate lavorative) il valore risulta in diminuzione del 3,1%.

Nel 2013 la produzione netta di energia elettrica si è ridotta di 10,4 TWh, a causa della riduzione della domanda elettrica di 11,1 TWh, del calo del saldo netto d'importazione di 1,0 TWh e della diminuzione del consumo dei pompaggi di 0,3 TWh.

La produzione nazionale, al netto dei pompaggi, ha coperto l'87% della domanda, valore in linea con quello del 2012.

Le importazioni nette di energia elettrica sono risultate pari a 42,2 TWh, in calo rispetto al 2012 (-2,2%). In particolare si è verificato un calo dell'import netto di circa 0,2 TWh dalla frontiera nord (Svizzera, Francia, Austria e Slovenia) e un calo di circa 0,7 TWh da quella sud (Grecia).

Nel 2013, la riduzione della produzione termoelettrica di 24,8 TWh (-12,0% verso il 2012) è da attribuirsi principalmente al triplice effetto del calo della domanda, del forte incremento della produzione idroelettrica di 9,3 TWh (+21,4%) e dell'ulteriore crescita di 5,1 TWh delle produzioni a fonte rinnovabile (+13,7%).

In particolare, per quanto riguarda le principali fonti rinnovabili, oltre alla già citata maggiore idraulicità rispetto al 2012, si segnala un significativo incremento delle produzioni fotovoltaiche (+3,5 TWh; +18,8%) ed eoliche (+1,6 TWh; +11,6%) imputabile all'ulteriore sviluppo della potenza installata; le produzioni geotermoelettriche (+0,1 TWh; +1,0%) risultano in leggero aumento. Si segnala che per la prima volta in Italia, la produzione da altre fonti rinnovabili (eolico, solare, geotermico) ha superato quella da importazione netta.

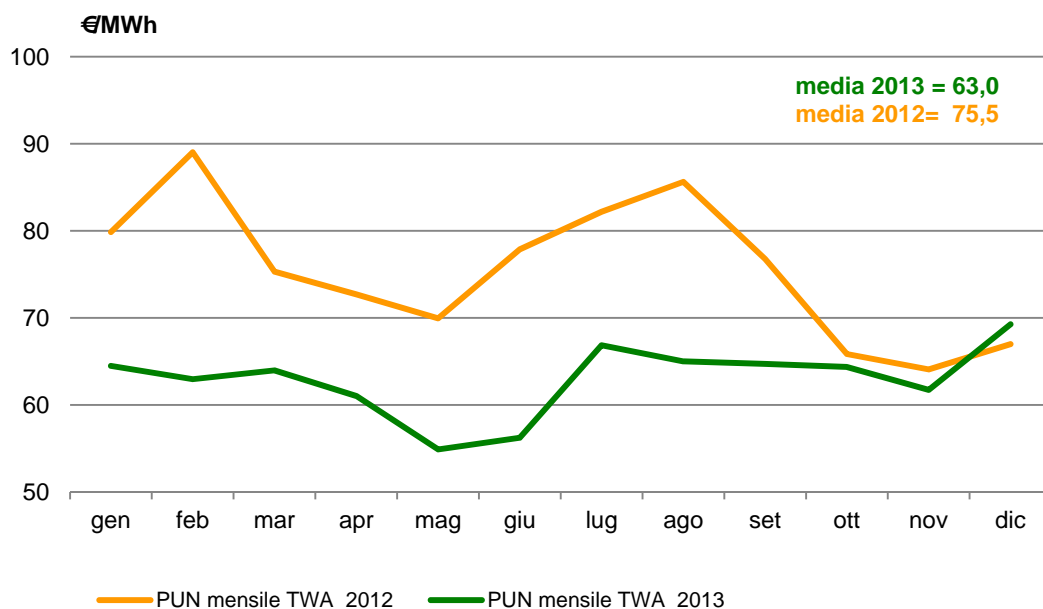
Con riferimento allo scenario prezzi, al 31 dicembre 2013 la quotazione media del PUN TWA (Prezzo Unico Nazionale *Time Weighted Average*), si è attestata ad un livello di 63,0 euro/MWh, registrando una flessione del 16,6% rispetto al 2012 (75,5 euro/MWh).

Il calo della domanda e l'aumento della produzione rinnovabile, specialmente nei mesi in cui si è avuta una forte piovosità e nei mesi estivi, sono tra i responsabili della discesa dei prezzi. Inoltre per quanto riguarda la produzione termoelettrica si è avuta una diminuzione dei costi di generazione dovuta ad un calo dei prezzi delle materie prime, sia gas (*spot* e indicizzato) che carbone. Osservando l'andamento mensile si osserva come il secondo trimestre 2013 sia il più basso dell'anno, sia in valore assoluto che rispetto al medesimo

periodo dell'anno precedente. Il quarto trimestre 2013 risulta invece essere in linea con i prezzi dell'anno precedente: in particolare si sono registrati valori elevati di PUN tra la fine di novembre e l'inizio di dicembre dovuti ad una ondata di freddo che ha colpito l'Europa, e a problemi di bilanciamento sul mercato gas italiano che, in concomitanza con la partenza del nuovo mercato di bilanciamento comparto G-1, hanno spinto al rialzo i prezzi gas *spot*.

I gruppi di ore, F1, F2 ed F3, hanno registrato un decremento rispettivamente pari a -18%, -16,1% e -15,8%. Come accaduto nell'anno 2012, anche nel 2013 si sono osservati nei mesi da marzo ad ottobre valori nella fascia F2 mediamente superiori a quelli nella fascia F1, questo perché la crescente produzione da fonti rinnovabili ha contribuito ad abbassare i prezzi nelle ore centrali della giornata spostando la punta di prezzo nelle prime ore serali.

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



I prezzi dell'energia elettrica negli altri mercati continentali, coerentemente col *trend* del mercato italiano, hanno evidenziato anch'essi una tendenza al ribasso, sebbene più modesta. In particolare i prezzi dell'energia elettrica in Germania hanno fatto registrare una diminuzione dell'11,4%, mentre in Francia la diminuzione è stata dell'8,1%. Per quanto riguarda la Germania la diminuzione sembra correlata alla discesa del costo di generazione a carbone e all'aumento di produzione a fonte rinnovabile, nonostante una discesa della produzione nucleare.

Si riduce pertanto il differenziale tra il PUN ed il prezzo dei mercati esteri: il differenziale Italia-Francia passa da 28,4 €/MWh a 19,7 €/MWh e il differenziale Italia-Germania scende da 32,9 €/MWh a 25,1 €/MWh.

Bilancio di Gas Naturale in Italia e scenario di riferimento

Mld/mc	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variazione %
Servizi e usi civili	30,5	31,0	(1,4%)
Usi industriali	16,9	17,1	(0,9%)
Usi termoelettrici	20,6	24,7	(16,5%)
Consumi e perdite di sistema	1,5	1,6	(7,1%)
Totale domanda	69,5	74,3	(6,4%)

Fonte: dati consuntivi 2012 e preliminari 2013 Snam Rete gas, Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.

La domanda di gas naturale in Italia nel 2013 ha fatto registrare un calo del 6,4% rispetto all'anno precedente attestandosi a circa 69,5 miliardi di metri cubi, con una riduzione complessiva di circa 4,8 miliardi di metri cubi.

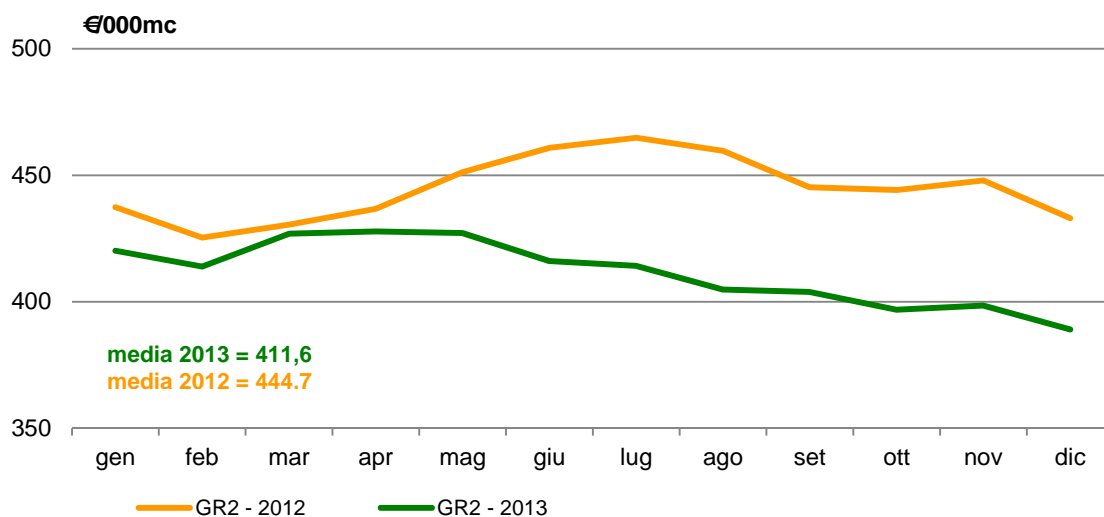
Tale dinamica è da attribuirsi principalmente al forte calo degli usi termoelettrici in flessione di circa 4,1 miliardi di metri cubi (-16,5% verso il 2012); in lieve riduzione anche i consumi del settore civile (-0,5 miliardi di metri cubi; -1,4% verso il 2012) e quelli del settore industriale (-0,2 miliardi di metri cubi; -0,9% verso il 2012).

Il calo degli usi termoelettrici nel 2013 è imputabile, oltre al calo della domanda elettrica, al forte incremento delle produzioni da fonte rinnovabile, sia per l'elevata idraulicità nei primi tre trimestri dell'anno che per le nuove installazioni eoliche e fotovoltaiche.

Le fonti di approvvigionamento hanno registrato nel corso del 2013:

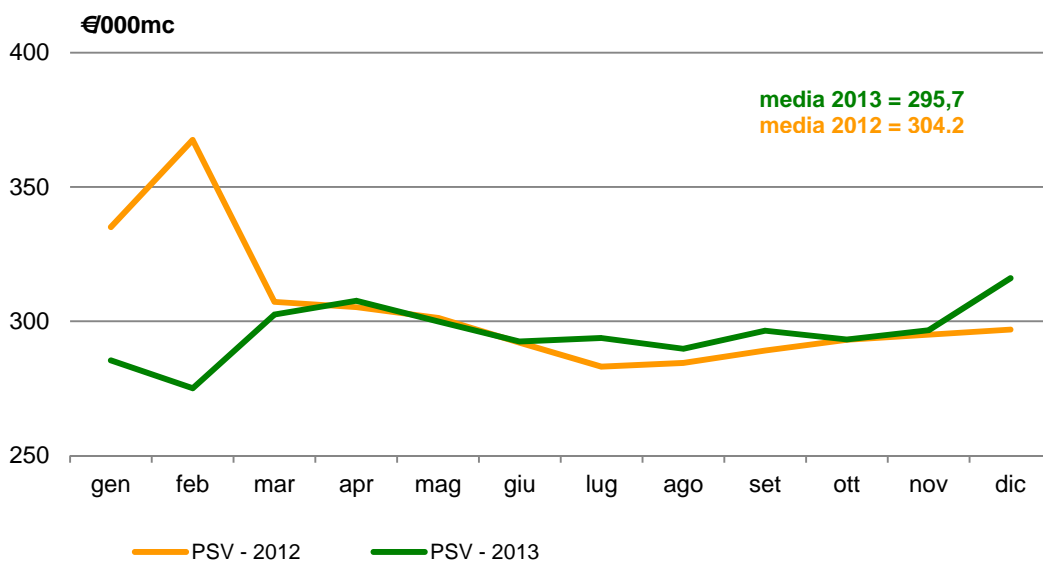
- una produzione nazionale in diminuzione rispetto al valore del 2012 (-0,7 miliardi di metri cubi; -8,1%);
- importazioni di gas in riduzione verso l'anno precedente (-6,1 miliardi di metri cubi; -9,0%);
- un saldo a stoccaggio in erogazione per circa 0,5 miliardi di metri cubi.

Con riferimento all'andamento mensile dei prezzi del gas indicizzato (rappresentato nel grafico sottostante che prende a riferimento la formula della *Gas Release 2*) si riscontra l'effetto del calo del livello del *brent*, del *gasoil* e degli olii combustibili che sono parte del paniere utilizzato nella formula: il confronto rispetto all'anno 2012 evidenzia una tendenziale diminuzione della formula *Gas Release 2* rispetto al 2012 pari al 7,5%.



Il prezzo del gas *spot* in Italia, al Punto virtuale di Scambio (PSV), ha fatto registrare un decremento del 2,8%; osservando in dettaglio l'evoluzione mensile del prezzo PSV si evidenzia un andamento prettamente legato a fattori climatici, con episodi di freddo nel 2013 verificatisi tra la fine di marzo ed primi giorni di aprile, e tra fine novembre ed inizio dicembre.

Dopo il lancio del nuovo mercato di bilanciamento gas comparto G-1, il 14 novembre 2013, si sono formati dei prezzi di bilanciamento molto alti che hanno indirettamente spinto al rialzo anche le quotazioni del gas al PSV. Il nuovo comparto G-1 permette agli operatori di presentare offerte di acquisto e vendita di risorse flessibili ulteriori (*import*) rispetto alle risorse di gas in stoccaggio. Su tale comparto Snam Rete Gas può approvvigionarsi, in qualità di responsabile del bilanciamento, delle risorse flessibili necessarie per la copertura dello sbilanciamento complessivo stimato del sistema.



Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	-----------------------------	--------------------------

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

	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variazione %
Gas Release 2 - euro/000 mc ⁽¹⁾	411,6	444,7	(7,5%)
PSV – euro/000 mc ⁽²⁾	295,7	304,2	(2,8%)

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

Per quanto riguarda il mercato residenziale, la componente tariffaria CCI (Corrispettivo di Commercializzazione all'Ingrosso) nel corso del 2013 ha subito vari cambi di indicizzazione, passando progressivamente da una completa indicizzazione al greggio e derivati a una indicizzazione al gas *spot*.

In particolare dall'aprile 2013, in base alla delibera 124/2013/R/GAS, è stata introdotta una quota del 20% di indicizzazione al gas *spot* TTF, successivamente a partire dall'anno termico 2013-2014, in base alla delibera 196/2013/R/GAS questa quota è stata portata al 100%; il raffronto con l'anno precedente pertanto non è pienamente rappresentativo.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
--------------------------	----------------------	-------------------

Quadro normativo e regolamentare di riferimento

Nel seguito si evidenziano i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa relativa al 2012 per i diversi ambiti del business aziendale.

Energia Elettrica

Produzione

Costo Evitato Combustibile (CEC): è stato pubblicato (G. U. del 18 maggio 2013 n. 115) il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico recante la determinazione, per l'anno 2012, del valore di conguaglio della componente CEC. Con il decreto il Ministero ha stabilito che per il conguaglio 2012 si applicheranno ancora i vecchi criteri di calcolo del CEC; il Ministero ha tuttavia confermato la necessità di modifica delle modalità di aggiornamento a partire dall'anno 2013 per tener conto dell'evoluzione del mercato gas.

Successivamente è stata pubblicata la legge n. 98 del 9 agosto 2013 (G.U. n. 194 del 20 agosto 2013) di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge n. 69 del 21 giugno 2013 (decreto del Fare) recante, tra le altre disposizioni, la modifica della modalità di aggiornamento del CEC per l'anno 2013: il CEC sarà determinato usando come paniere di riferimento quello della Legge Sviluppo del 23 luglio 2009, n.99, in cui il peso dei prodotti petroliferi verrà progressivamente ridotto in ciascun trimestre e pari all'ottanta per cento nel primo trimestre, al settanta per cento nel secondo trimestre, al sessanta per cento nel terzo e quarto trimestre. Il completamento al 100% verrà determinato sulla base del costo di approvvigionamento del gas all'ingrosso secondo le modalità definite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG).

Ambiente

Il Decreto ministeriale 28 dicembre 2012 (cosiddetto “**Certificati bianchi**”) “**Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi**” è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n.1 del 2 gennaio 2013 (Supplemento Ordinario n. 1). Esso introduce misure volte a potenziare l'efficacia complessiva dei certificati bianchi, anche alla luce del rilevante riconoscimento attribuito all'efficienza energetica dalla recente Strategia Energetica Nazionale ai fini del conseguimento degli obiettivi ambientali dell'Unione europea al 2020.

Il Decreto ministeriale 28 dicembre 2012 (cosiddetto “**Conto Termico**”) “**Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni**” è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n.1 del 2 gennaio 2013 (Supplemento Ordinario n. 1) e disciplina l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Tali interventi saranno finanziati (nella misura massima del 40% della spesa) sino al raggiungimento di una spesa annua di 900 milioni di euro (suddivisi in 200 milioni di euro per la Pubblica Amministrazione e 700 milioni di euro per i privati) decorsi 60 giorni dal raggiungimento della quale non saranno accettate ulteriori richieste di accesso agli incentivi.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Il **Decreto legislativo del 13 marzo 2013 n. 30 di recepimento della Direttiva 2009/29/CE** è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 79 del 4 aprile 2013 ed è in vigore dal 5 aprile 2013.

Tale Decreto recepisce le disposizioni della Direttiva sopra citata, che ha introdotto modifiche e integrazioni alla precedente Direttiva 2003/87/CE in merito alla disciplina dello scambio nel mercato comunitario delle quote di CO₂ (*Emissions Trading System-ETS*), al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio delle quote di emissione di gas a effetto serra.

In particolare, il Decreto stabilisce che dal 1° gennaio 2013 gli impianti termoelettrici dovranno approvvigionarsi di permessi di emissione in maniera onerosa attraverso delle specifiche aste. Per gli altri settori compresi nel meccanismo *ETS* è prevista l'attribuzione gratuita di quote per un quantitativo pari all'80% nel 2013 fino a decrescere al 30% nel 2020 e la cessazione dell'assegnazione gratuita nel 2027. Inoltre, sono previste quote a titolo gratuito anche per impianti che operano in particolari settori esposti a rischio di rilocalizzazione delle attività (*carbon linkage*).

Possono inoltre beneficiare di quote gratuite anche impianti di cogenerazione ad alto rendimento e quelli abbinati a teleriscaldamento oltre agli impianti termoelettrici che utilizzano gas di scarico nel processo di produzione di elettricità.

La **Delibera CIPE n. 17/2013 “Aggiornamento del piano d’Azione Nazionale per la riduzione dei livelli di emissione di gas a effetto serra di aggiornamento del precedente Piano approvato con Delibera n. 123/2002 e modificato con successiva Delibera n. 135/2007”**, approvata l'8 marzo 2013, è stata pubblicata sulla Gazzetta ufficiale n. 142 del 19 giugno 2013.

Il Piano risponde a precisi impegni comunitari e internazionali relativi alla riduzione delle emissioni per il periodo di programmazione 2013-2020 per la decarbonizzazione dell'economia.

Sulla Gazzetta Ufficiale n. 194 del 20 agosto 2013, Supplemento Ordinario n. 96, è stata pubblicata la **Legge 6 agosto 2013 n. 96** c.d. “**Legge Delegazione europea 2013**”. Il Governo è stato delegato ad adottare i decreti legislativi per l'attuazione delle Direttive elencate negli allegati A e B alla medesima legge, tra cui si segnalano in particolare:

- l'articolo 3, in cui sono stabiliti i principi e i criteri direttivi per l'attuazione della Direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 24 novembre 2010 relativa alle emissioni industriali;
- l'articolo 4 che ha fissato il criterio di delega al Governo per il recepimento della Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le Direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le Direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE. Il termine di recepimento finale per gli Stati membri dell'Unione Europea è fissato il 5 giugno 2014.

Mercato all'ingrosso

Remunerazione della capacità produttiva: il decreto legislativo 379/03 ha istituito la remunerazione della capacità produttiva, dando mandato all'Autorità di proporre un meccanismo di regime basato su criteri di mercato; nel mentre trova applicazione un sistema transitorio (*capacity payment*). Nel corso dell'anno 2013 l'Autorità ha portato a termine la definizione del meccanismo di regime, approvando lo schema di disciplina del nuovo mercato della capacità che dovrebbe entrare in vigore nel 2017/18. Il documento è stato inviato al Ministero per l'approvazione definitiva. Nel frattempo con la legge di stabilità il Parlamento ha dato mandato al Ministero di rivedere i criteri alla base dell'attuale *capacity payment* transitorio.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema (IESS): per il 2013 sono stati confermati essenziali gli impianti di San Quirico, Porcari e Milazzo (già in elenco nel 2012), cui si è aggiunto l'impianto di Torviscosa. Edison ha scelto forme di remunerazione analoghe a quelle in uso nel 2012: regime ordinario per Porcari e Milazzo; modalità alternative per San Quirico e Torviscosa.

Nel mese di settembre 2013 Terna ha confermato l'essenzialità dei medesimi impianti anche per l'anno 2014; contestualmente l'Autorità ha rivisto al ribasso il costo variabile riconosciuto agli impianti essenziali, in esito all'applicazione anche alle unità essenziali delle nuove componenti C_{MEM} e CCR per il gas naturale. Tenendo conto del nuovo quadro regolatorio e degli esiti a consuntivo per gli anni 2012 e 2013, Edison ha modificato la scelta dei regimi per l'anno 2014: modalità alternative per Milazzo e regime ordinario per Porcari (sottoscritti e confermati fra ottobre e novembre) e richiesta di reintegro dei costi per San Quirico e Torviscosa. L'Autorità a fine dicembre 2013 ha ammesso al reintegro dei costi solamente l'impianto di San Quirico, liberando Torviscosa da ogni vincolo.

Dispacciamento fonti rinnovabili: l'anno 2013 è stato caratterizzato da un contenzioso in merito alla valorizzazione a titolo oneroso degli sbilanciamenti per gli impianti alimentati a fonte rinnovabile; il nuovo regime, introdotto a partire dal mese di gennaio è stato sospeso a fine giugno dal TAR Lombardia (in quanto ritenuto discriminatorio) e successivamente ripristinato (con opportune franchigie) a ottobre dall'Autorità a seguito delle ordinanze del Consiglio di Stato. La sentenza definitiva in materia è attesa per febbraio 2014. Sempre in tema di fonti rinnovabili l'Autorità ha rivisto al ribasso i prezzi minimi garantiti per gli impianti fino a 1 MW, favorendo la transizione di questi impianti dal GSE al libero mercato.

Remunerazione riserva primaria: l'Autorità ha approvato a maggio 2013 i criteri per la remunerazione della riserva primaria fornita dagli impianti di produzione, che troveranno applicazione a partire da luglio 2014, dando mandato a Terna di definire la regolazione di dettaglio. A ottobre 2013 l'Autorità ha approvato la proposta di Terna in tal senso.

Istruttoria sugli sbilanciamenti: nel maggio 2013 l'Autorità ha concluso l'istruttoria sugli sbilanciamenti in Sardegna: gli esiti hanno evidenziato come gli operatori abbiano rispettato le regole e che ad essi non possono essere addebitate specifiche responsabilità; sono tuttavia emerse delle esigenze di modifica della regolazione cui l'Autorità ha dato seguito avviando un apposito procedimento per la revisione del modello di calcolo degli sbilanciamenti. L'attività in questione proseguirà nel corso del 2014.

Mercato retail

Sistema Indennitario: il 4 ottobre 2012 si è svolta l'udienza al TAR relativa al ricorso presentato contro le delibere dell'AEEG 99/2012/R/eel e 195/2012/R/eel. Il 14 marzo 2013 il TAR Lombardia ha reso nota la sentenza di pieno accoglimento del ricorso portato avanti da Edison Energia Spa che annulla la disciplina del Sistema Indennitario. L'Autorità si è appellata al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR proponendo istanza di sospensione cautelare degli effetti. Il 22 luglio 2013 il Sistema Indennitario è stato riattivato in tutte le sue funzionalità. Il 31 ottobre 2013 Edison Energia Spa ha incontrato il collegio dell'Autorità in merito al tema della morosità dei clienti finali. Il Consiglio di Stato si esprimerà in modo definitivo il 4 febbraio 2014.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
--------------------------	----------------------	-------------------

Revisione perimetro di tutela: il 5 luglio 2013, con la delibera 280/2013, l’Autorità ha disciplinato quanto indicato nel Decreto “Del Fare”, già convertito in legge n. 98 del 9 agosto 2013, modificando l’ambito di applicazione del servizio di tutela gas. Nel nuovo perimetro di tutela gas fanno parte esclusivamente i clienti domestici e i condomini ad uso domestico con consumi annui fino a 200.000 Smc.

Riforma della componente di commercializzazione all'ingrosso del gas naturale (CCI): come previsto dal Decreto Liberalizzazione (decreto legge 24 gennaio 2012), l’Autorità ha definito un processo graduale di riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela (CCI), al fine di adeguare i prezzi di riferimento del gas naturale per i clienti vulnerabili ai valori europei.

Nella prima fase, aprile 2013 - settembre 2013, (delibera 124/2013/R/gas) era stata mantenuta la struttura tariffaria già in vigore aumentando dal 5% al 20% il peso dell’indice *spot* della componente della materia prima (QE). In particolare il corrispettivo QE era calcolato secondo una formula ponderata tra l’80% del livello dell’indice P_{TOP} (allineato ai livelli di prezzo dei contratti *take or pay*) e il 20% del livello dell’indice P_{MKT} (prezzo del mercato TTF).

Dal 1° ottobre 2013 (delibera 196/2013/R/gas) per il calcolo della materia prima gas si fa riferimento ai soli prezzi del mercato *spot*. In attesa che la borsa gas completi il suo avvio operativo con la definizione dei prodotti di riferimento e una liquidità significativa, resteranno come riferimento le quotazioni dell’*hub* olandese TTF (*Title Transfer Facility*).

Inoltre, la riforma ha introdotto un meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti gas di lungo termine. Il meccanismo, con partecipazione facoltativa, è stato previsto per far fronte ai costi di transizione derivanti dalla suddetta riforma e sostenuti dalla società di vendita a seconda della composizione del proprio portafoglio di approvvigionamento. Tale meccanismo dovrà garantire un vantaggio concreto per il cliente tutelato nel caso in cui, nei prossimi tre anni, i prezzi di mercato dovessero risultare mediamente superiori ai costi medi di approvvigionamento dei contratti di lungo periodo. Il meccanismo, che opera sulla base della differenza fra prezzi *spot* e prezzi dei contratti a lungo termine, consente di riconoscere agli operatori un importo iniziale (componente APR) calcolato in funzione della differenza dei suddetti prezzi. Qualora si verificasse un’inversione di prezzo, ovvero qualora i prezzi di lungo periodo risultassero più bassi di quelli *spot*, l’importo iniziale potrebbe ridursi, annullarsi o addirittura diventare negativo.

Hanno partecipato al meccanismo, e sono stati ammessi con la Del. 579/2013, le società di vendita Edison Energia Spa e AMG Gas Srl.

Idrocarburi

Tariffe e mercato

Linee Guida per l’allocazione di capacità congiunta *day-ahead* tra Italia e Austria: AEEG ed E-Control (Regolatore Austriaco) hanno approvato delle Linee Guida congiunte che prevedono l’allocazione, a partire dal 1° Aprile 2013, di prodotti di capacità *day-ahead*, continua ed interrompibile, in entrambe le direzioni, presso l’interconnessione Italia-Austria di Tarvisio. Le Linee Guida intendono anticipare l’implementazione del *Network Code* ENTSOG (Associazione dei trasportatori europei del gas), approvato con Regolamento CE/984/2013 del 14 Ottobre 2013, che introduce regole armonizzate per l’allocazione di capacità alle interconnessioni tra Paesi UE. In accordo con quanto previsto dal *Network Code*, la capacità sarà allocata

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

mediante aste giornaliere che si terranno sulla Piattaforma Europea PRISMA. Gli utenti interessati alla capacità sono chiamati a offrire un premio rispetto al prezzo base d'asta, dato dalla somma delle tariffe di trasporto ad entrambi i lati dell'interconnessione, e l'algoritmo di allocazione prevede che gli utenti aggiudicatari paghino il prezzo marginale.

Piano di emergenza gas e il piano d'azione preventivo: è stato pubblicato (G.U. del 16 maggio 2013 n.113) il decreto Ministero dello Sviluppo Economico 19 aprile 2013 con cui è stato approvato il Piano di azione preventivo e il piano di emergenza gas ai sensi dell'art. 8, comma 1, del decreto legislativo n. 93/2011, in conformità con le disposizioni del Regolamento (UE) n. 994/2010 sulla sicurezza degli approvvigionamenti. Il piano è stato successivamente integrato, nella parte misure non di mercato, con il decreto 13 settembre 2013.

In sintesi, il Piano si fonda sui tre livelli di crisi, denominati preallarme, allarme ed emergenza, stabiliti dal Regolamento (UE) n. 994/2010 ed è attivato, secondo i termini e le condizioni indicati nel medesimo piano, ogniqualvolta il controllo ed il confronto sistematico tra le previsioni relative alla disponibilità, inclusa quella in erogazione dal sistema nazionale degli stoccaggi, e quelle relative al fabbisogno di gas, effettuati giornalmente dall'Impresa maggiore di trasporto attraverso operazioni di monitoraggio del bilancio gas, evidenzino una situazione di criticità.

In sede applicativa, l'Autorità competente ed il Comitato tecnico di emergenza si avvalgono dell'Impresa maggiore di trasporto. Sarà poi l'Autorità competente a provvedere alla comunicazione all'esterno delle informazioni relative all'applicazione del Piano per il corretto funzionamento del sistema.

Quarto periodo di regolazione per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale: l'AEEG ha approvato il Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (TUDG) composto rispettivamente dalla Parte I relativa alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, approvata con la delibera 574/2013/R/gas, e dalla Parte II dedicata alla regolazione tariffaria, prevista con la delibera 573/2013/R/gas.

Il quarto periodo tariffario si allunga a 6 anni fino al 2019 e traguarderà l'avvento delle gare per l'affidamento del servizio. E' stata rinviata a marzo 2014 la pubblicazione del provvedimento che definirà la regolazione tariffaria per le gestioni d'ambito con riferimento alla definizione della componente della tariffa a copertura della differenza tra il valore di rimborso (VIR) e il valore degli asset ai fini regolatori (RAB) come previsto dal decreto legislativo 93/11.

Con riferimento agli obblighi di risparmio energetico, che devono essere conseguiti dall'impresa di distribuzione, l'AEEG ha avviato la definizione dei criteri e modalità di copertura dei costi sostenuti dai distributori obbligati in misura tale da riflettere l'andamento del prezzo dei certificati bianchi riscontrato sul mercato, così come disposto dal Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012.

Infrastrutture

Stoccaggio dedicato ad imprese di rigassificazione per la gestione di eventi imprevedibili (DM 15 febbraio 2013): come previsto dall'art. 14, comma 1, del decreto legge Liberalizzazioni (legge 24 marzo 2012, n. 27) è stato pubblicato (G.U. del 11 marzo 2013 n. 59) il decreto ministeriale 15 febbraio 2013.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Della capacità di 500 milioni di metri cubi resa disponibile a seguito della rideterminazione dello spazio dello stoccaggio strategico (DM 29 marzo 2012), 50 milioni di metri cubi sono assegnati con modalità pro-quota (rispetto alla capacità di rigassificazione impegnata) agli utenti del servizio di rigassificazione a garanzia del rispetto dei programmi di rigassificazione in presenza di eventi imprevedibili. I restanti 450 milioni di metri cubi sono invece destinati all'offerta alle imprese industriali di servizi integrati di rigassificazione e stoccaggio di gas naturale. È stato inoltre previsto che:

- a) lo spazio e le relative capacità di erogazione/iniezione siano messi a disposizione dalla sola Stogit;
- b) la punta di erogazione a disposizione degli utenti della rigassificazione sia in parte continua (spazio/150 giorni) e in parte interrompibile;
- c) la punta di iniezione sia determinata pro-quota rispetto allo spazio conferito.

Stoccaggio di modulazione – modalità di allocazione (DM 15 febbraio 2013): in attuazione di quanto previsto dall'art 14, comma 3, del decreto legge Liberalizzazioni (legge 24 marzo 2012, n. 27), come modificato dall'art. 38 comma 2 del decreto legge Crescita (legge 7 agosto 2012, n. 134), è stato pubblicato il decreto ministeriale (G.U. del 6 marzo 2013 n. 56) con cui sono stati ridefiniti i volumi e le modalità di allocazione dello stoccaggio di modulazione per l'anno termico dello stoccaggio 2013-2014. La quota dello stoccaggio destinata alle esigenze di modulazione del mercato civile è rideterminata in 6,7 miliardi di metri cubi. Di questi, 4,2 miliardi di metri cubi (di cui 3,7 Stogit e 0,5 Edison Stoccaggio) sono assegnati mediante le regole vigenti attualmente, ossia pro-quota in caso di richiesta eccedente, e 2,5 miliardi di metri cubi sono allocati tramite asta competitiva dalla sola Stogit.

Ulteriori 1,7 miliardi di metri cubi sono assegnati tramite asta aperta a tutti gli operatori anche per esigenze diverse dalla modulazione dei clienti civili. Su tali capacità è imposto un vincolo del 25% alla quantità massima approvvigionabile da un unico soggetto (0,43 miliardi di metri cubi).

Implementazione della sessione G-1 sul mercato del bilanciamento del gas: a seguito dell'emergenza gas occorsa durante il febbraio 2012 e della definizione delle regole di armonizzazione europea sul bilanciamento gas da parte di ENTSO-G e ACER, l'Autorità ha intrapreso un percorso evolutivo del sistema di mercato. Pertanto, dopo una prima bozza di intervento stabilito dalla delibera 538/12, successivamente confermata in maniera definitiva dalla delibera 446/13, è stato dato avvio, a partire dal 15 novembre 2013, alla nuova sessione di mercato del G-1, definita *locational* in quanto relativa alla possibilità di modifica dei programmi di immissione dai singoli punti di *entry* del sistema.

Con la successiva delibera n. 520/2013 l'AEEG ha anche ribadito la necessità di aumentare la disponibilità di risorse di flessibilità da offrire a mercato, prevedendo che a partire dal 1° gennaio 2014 sia estesa anche ad Edison Stoccaggio la partecipazione alla sessione del G-1. Entro la medesima data Snam Rete Gas in collaborazione con il GME e Edison Stoccaggio dovrà definire le modalità per consentire tale partecipazione. Si rimanda, invece, l'ingresso delle flessibilità dei Terminali GNL a valle della predisposizione, da parte dei Gestori, delle necessarie modifiche ai codici di rigassificazione per la fornitura di servizi di modulazione giornaliera.

Peak shaving: è stato pubblicato il decreto 18 ottobre 2013 (G.U. del 4 novembre 2013 n. 258) recante i termini e le condizioni per un servizio di *peak shaving*, durante il periodo invernale dell'anno termico 2013-

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
--------------------------	----------------------	-------------------

2014. Con tale provvedimento viene data attuazione alle modifiche al piano di emergenza gas introdotte con il Decreto Ministeriale del 13 settembre 2013.

Tematiche trasversali

Strategia Energetica Nazionale (SEN): è stata pubblicato il Decreto interministeriale 8 marzo 2013 (G.U. del 27 marzo 2013 n. 73) con cui è stata approvata la strategia energetica nazionale.

Il documento si pone quali obiettivi la riduzione dei costi energetici, il pieno raggiungimento e superamento degli obiettivi europei in materia ambientale, una maggiore sicurezza di approvvigionamento ed, infine, lo sviluppo industriale del settore energia. Per il raggiungimento di tali risultati la strategia si articola in sette priorità con specifiche misure concrete a supporto avviate o in corso di definizione:

- la promozione dell'Efficienza Energetica, strumento ideale per perseguire tutti gli obiettivi sopra menzionati e su cui il potenziale di miglioramento è ancora significativo;
- la promozione di un mercato del gas competitivo, integrato con l'Europa e con prezzi ad essa allineati, e con l'opportunità di diventare il principale *Hub* sud-europeo;
- lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili, per le quali intendiamo superare gli obiettivi europei ('20-'20-'20), contenendo al contempo l'onere in bolletta;
- lo sviluppo di un mercato elettrico pienamente integrato con quello europeo, efficiente (con prezzi competitivi con l'Europa) e con la graduale integrazione della produzione rinnovabile;
- la ristrutturazione del settore della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti, verso un assetto più sostenibile e con livelli europei di competitività e qualità del servizio;
- lo sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi, con importanti benefici economici e di occupazione e nel rispetto dei più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale;
- la modernizzazione del sistema di *governance* del settore, con l'obiettivo di rendere più efficaci e più efficienti i nostri processi decisionali.

In aggiunta a queste priorità, in ottica di più lungo periodo, il documento si focalizza anche sull'importanza e propone azioni d'intervento per le attività di ricerca e sviluppo tecnologico, funzionali in particolare allo sviluppo dell'efficienza energetica, delle fonti rinnovabili e all'uso sostenibile di combustibili fossili.

Addizionale IRES (Robin Hood Tax): l'articolo 5 del **Decreto Legge 21 giugno 2013 n. 69** (cosiddetto "**Decreto del Fare**", pubblicato sulla G.U. del 21 giugno 2013 n. 144) prevede per l'applicabilità dell'addizionale:

- la riduzione della soglia minima di fatturato da 10 a 3 milioni di euro;
- la riduzione della soglia minima di imponibile da 1 un milione di euro a 300 mila euro.

L'ampliamento del perimetro di applicazione avrà decorrenza dal 2014.

Legge n. 147/2013 (cd. Legge di stabilità): è stata pubblicata (G.U. del 27 dicembre 2013 n. 302) la legge di stabilità 2014. La legge contiene una norma (art. 1, comma 153) che prevede che il Ministero della Sviluppo Economico definisca entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge, su proposta AEEG e sentito il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, condizioni e modalità per la definizione di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali. Nelle more dell'attuazione, resta valido il meccanismo attuale.

DL n.145/2013 (cd Destinazione Italia): è stato pubblicato (G.U. 23 dicembre 2013, n. 300) il decreto legge recante, tra l'altro, interventi urgenti per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas. Tra le altre si segnalano le seguenti disposizioni di maggiore interesse:

- tariffa bioraria: l'AEEG è delegata ad aggiornare entro 90 giorni gli attuali criteri di definizione del prezzo di riferimento per i clienti non riforniti sul mercato libero, tenendo conto delle mutazioni intervenute nell'effettivo andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato;
- ritiro dedicato: a partire dal 1° gennaio 2014, per gli impianti a fonti rinnovabili già incentivati il prezzo di ritiro sarà pari al prezzo zonale orario;
- rimodulazione incentivo FER: la norma prevede che l'opzione dia diritto ad un aumento del periodo di incentivo di 7 anni, a fronte però di una riduzione immediata dell'incentivo stesso. L'entità della riduzione sarà fissata in un successivo decreto, in relazione al periodo residuo spettante, al tipo di fonte rinnovabile, al tipo di incentivo (certificati verdi, tariffe omnicomprensive o *feed-in* premium). In caso di non adesione, rimane fermo il regime incentivante in vigore per il periodo residuo. Per dieci anni dalla scadenza non sarà tuttavia possibile accedere, per quell'impianto, ad ulteriori strumenti incentivanti che gravano sulla bolletta;

Regolazione Europea

Misure di attuazione degli obblighi sui Derivati OTC entrate in vigore nel 2013. Il 2013 ha visto l'entrata in vigore di alcuni degli obblighi stabiliti dal Regolamento UE n. 648/2012 sui derivati negoziati *over-the-counter* (OTC), il cosiddetto Regolamento EMIR (European Market Infrastructure Regulation), a seguito dell'entrata in vigore, il 15 marzo 2013, delle misure attuative necessarie a definire le disposizioni normative nel dettaglio.

Per le controparti non finanziarie (i soggetti cioè che si qualificano come tali ai sensi della Direttiva MIFID) i derivati negoziati bilateralmente e non scambiati su nessun mercato regolamentato saranno soggetti a:

- compensazione presso controparti centrali (*clearing houses*) al superamento di determinate soglie stabilite a livello di gruppo;
- l'obbligo di rilasciare garanzie (*collateral*) per l'esposizione di derivati OTC per i quali non si applicano gli obblighi di compensazione tramite le controparti centrali;
- l'obbligo di comunicare e depositare le informazioni sulle operazioni in derivati OTC ai repertori di dati (*trade repositories*);
- l'obbligo di utilizzare strumenti di mitigazione del rischio, fra cui la conferma tempestiva (documentare la conclusione di operazioni), la riconciliazione dei portafogli e la predisposizione di strumenti per la risoluzione delle controversie.

Per le controparti non finanziarie, ai fini del calcolo della soglia, non sono considerati i derivati infragruppo (se le controparti sono incluse nello stesso consolidamento e sono in essere adeguate procedure centralizzate di valutazione, misurazione e controllo rischi) ed i derivati di copertura e per la mitigazione del rischio (*hedging*).

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
--------------------------	----------------------	-------------------

A partire dal mese di marzo 2013, con l'entrata in vigore delle misure attuative del Regolamento, sono in essere anche gli obblighi relativi alle misure di mitigazione del rischio per i derivati non soggetti a compensazione: la conferma tempestiva e il *Mark-to-market/Mark-to-model*.

A partire dal 15 settembre 2013 hanno fatto seguito gli obblighi sulla riconciliazione e la compressione dei portafogli e la definizione di procedure per la risoluzione delle controversie.

Preliminarmente all'entrata in vigore dell'obbligo di segnalazione, il 7 novembre 2013 (con effetti dal 14 novembre) sono stati autorizzati i primi 4 repertori di dati (*trade repositories*): DTCC Derivatives Repository Ltd. (UK), Krajowy Depozyt Wartościowych (PL), Regis-TR S.A. (Lux) e UnaVista Ltd (UK). La data di inizio della reportistica è prevista per il 12 febbraio 2014.

Tutti i derivati scambiati sui mercati regolamentati saranno invece soggetti a comunicazione a partire dal 14 febbraio 2014.

Entro il mese di settembre 2014 ESMA dovrà definire, con misure attuative, i derivati OTC soggetti all'obbligo di compensazione, e la data in cui l'obbligo di compensazione entrerà in vigore. Entro la fine di quest'anno potrebbero essere già essere autorizzate le prime controparti centrali per la compensazione.

Approvato in via definitiva il Codice di Rete Europeo per l'Allocazione della Capacità di trasporto gas. Il 14 Ottobre 2013 è stato approvato e pubblicato il Regolamento CE/984/2013, che traduce in norma vincolante per tutti gli Stati Membri il primo Codice di Rete Europeo per il mercato gas. Si tratta del Codice sull'Allocazione della Capacità di trasporto, che introduce regole comuni per il conferimento della capacità di trasporto alle interconnessioni tra reti di trasporto europee.

Le principali novità del Codice, che dovrà essere obbligatoriamente implementato in tutti gli Stati Membri a partire dal 1° Novembre 2015, includono:

- l'obbligo di allocare la capacità di trasporto disponibile esclusivamente con modalità d'asta e, a tendere, su un'unica piattaforma europea;
- l'obbligo di allocare la capacità come prodotto "congiunto" (o anche *bundled*), ovvero vendendo come unico prodotto la capacità in uscita da un sistema e quella in entrata su un altro, in modo da creare capacità *hub-to-hub* e favorire così la creazione di liquidità sui mercati.

Progetti pilota di implementazione anticipata delle misure del Codice di Rete sono già cominciati, come l'entrata in funzione della Piattaforma Europea PRISMA, dove dal 1° Aprile 2013 viene allocata capacità sulle reti di 24 operatori di trasporto europei e l'avvio di aste per l'allocazione di capacità congiunta giornaliera all'interconnessione tra Italia e Austria.

Approvato il Codice di Rete Europeo sul Bilanciamento Gas. Stati Membri e Commissione Europea hanno dato la propria approvazione al secondo Codice di Rete Europeo per il mercato gas, che introdurrà regole armonizzate per il disegno dei meccanismi di bilanciamento delle reti gas. Obiettivo del Codice di Rete è quello di sviluppare sistemi di bilanciamento nazionali in cui la valorizzazione della flessibilità utilizzata dalle imprese di trasporto per mantenere la rete in equilibrio si basi sugli esiti delle transazioni avvenute sul mercato. Il Codice riconosce inoltre gli utenti della rete come principali responsabili del bilanciamento, a cui dovranno far fronte avendo nella propria disponibilità la massima flessibilità disponibile nel sistema e le informazioni adeguate sull'andamento di prelievi e immissioni in corso di giornata.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Gli Stati Membri sono tenuti ad adattare il proprio sistema di bilanciamento nazionale al modello europeo entro il 1° ottobre 2015, ma l’Agenzia dei Regolatori Europei (ACER) e la Commissione hanno più volte manifestato la propria preferenza per un’implementazione anticipata del Codice.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Un anno in sintesi

Andamento dei settori

Energia elettrica

Dati quantitativi

Fonti

GWh (*)	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variazione %
Produzione Edison:	18.717	22.463	(16,7%)
- termoelettrica	13.503	17.657	(23,5%)
- idroelettrica	4.338	3.881	11,8%
- eolica e altre rinnovabili	876	925	(5,2%)
Altre fonti:	37.625	28.626	31,4%
- Edipower (fino al 24/5/2012)	-	2.391	n.s.
- altri acquisti ⁽¹⁾	37.625	26.235	43,4%
Totale fonti Italia	56.342	51.089	10,3%
Produzione estero	1.338	1.892	(29,3%)

(*) 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 2013	Esercizio 2012	Variazione %
Dedicata CIP 6/92	215	1.673	(87,1%)
Clienti captive e altro	921	945	(2,5%)
Mercato libero:	55.206	48.471	13,9%
- Clienti finali (1)	19.149	18.102	5,8%
- IPEX e mandati	3.099	6.750	(54,1%)
- Grossisti e portafoglio industriale	22.267	14.528	53,3%
- Altre vendite (2)	10.691	9.091	17,6%
Totale impieghi Italia	56.342	51.089	10,3%
Vendite produzione estero	1.338	1.892	(29,3%)

(*) 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 2013	Esercizio 2012	Variazione %
		(*)	
Ricavi di vendita	7.319	6.961	5,1%
Margine operativo lordo reported	696	605	15,0%
Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	706	583	21,1%
Investimenti in immobilizzazioni	39	96	(59,4%)
Dipendenti (numero) ⁽²⁾	1.189	1.229	(3,2%)

(1) Vedi nota pagina 10.

(2) Valori di fine periodo.

(*) I valori del 2012 riflettono l'applicazione dello IAS 19 revised.

Produzioni ed Approvvigionamenti

Le produzioni del Gruppo in Italia si attestano a 18.717 GWh, in diminuzione del 16,7% rispetto al 2012; in particolare la produzione termoelettrica evidenzia una riduzione del 23,5% imputabile principalmente al contesto di generale riduzione della domanda elettrica nazionale che ha interessato in particolar modo gli impianti di produzione a combustibile fossile.

Per quanto riguarda la produzione da fonti rinnovabili l'andamento del 2013 ha visto da un lato, un incremento della produzione idroelettrica (+11,8%) in linea con la dinamica nazionale, e dall'altro una riduzione della produzione eolica e altre rinnovabili (-5,2%) a causa della minore ventosità nel periodo.

Gli altri acquisti ad integrazione del portafoglio fonti sono in aumento del 43,4% rispetto al 2012, la differente composizione mette in evidenza un maggior ricorso agli acquisti da terzi e in particolare da IPEX.

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

Le produzioni estere si riferiscono agli impianti di Elpedison Power in Grecia e nel 2013 evidenziano un decremento del 29,3% rispetto all'anno precedente legato ad una domanda nazionale di energia contendibile in ulteriore calo (-8,0%), a causa delle temperature mediamente più miti registrate durante il 2013 e della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili; ad incidere sul livello delle produzioni, anche la fermata per manutenzione straordinaria programmata dell'impianto di Thisvi, avvenuta nella seconda metà di settembre e protrattasi sino ai primi di novembre.

Vendite ed Attività commerciali

Nell'esercizio 2013 le vendite di energia elettrica sono risultate pari a 56.342 GWh, in aumento del 10,3% rispetto all'anno precedente (51.089 GWh).

Le vendite sul segmento CIP 6/92 (-87,1%) registrano l'effetto della risoluzione anticipata della convenzione per la centrale termoelettrica di Piombino a partire dal 1° gennaio 2013.

Il segmento mercato libero evidenzia dinamiche differenti a seconda dei singoli portafogli considerati; infatti si registrano vendite in aumento del 5,8% ai clienti finali, minori volumi venduti su *IPEX* e un incremento delle vendite a grossisti e su mercati *forward*. Tale andamento risponde a una differente strategia di copertura dei rischi di volatilità dei prezzi sui diversi mercati.

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

Dati economici

I ricavi di vendita del 2013 risultano pari a 7.319 milioni di euro, in aumento del 5,1% rispetto al 2012 principalmente grazie ai maggiori volumi venduti.

Il margine operativo lordo *adjusted*, che si attesta a 706 milioni di euro (583 milioni di euro nel 2012), registra un forte aumento (+123 milioni di euro) grazie alla gestione integrata del portafoglio impianti termoelettrici nei differenti mercati di riferimento (MGP-Mercato Giorno Prima, MSD- Mercato Servizi Dispacciamento, mercati *forward*) e all'eccezionale risultato ascrivibile al portafoglio impianti idroelettrici

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

che già nel primo semestre aveva beneficiato del sensibile incremento delle produzioni conseguente la favorevole idraulicità del periodo.

Investimenti

Nel 2013 sono stati contabilizzati investimenti per 39 milioni di euro riferibili principalmente a interventi minori e manutenzione incrementativa nel settore idroelettrico e termoelettrico in Italia e in Grecia.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Idrocarburi

Dati quantitativi

Fonti Gas

Gas in milioni di mc	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variazione %
Produzioni Italia ⁽¹⁾	410	611	(32,9%)
Import (pipe + GNL)	12.512	12.285	1,8%
Altri acquisti	3.078	3.328	(7,5%)
Variazione stoccaggi ⁽²⁾	(341)	(449)	(24,1%)
Totale fonti Italia	15.659	15.775	(0,7%)
Produzione estero ⁽³⁾	1.799	1.906	(5,6%)

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

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

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

Impieghi Gas

Gas in milioni di mc	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variazione %
Usi civili	2.737	2.346	16,7%
Usi industriali	2.707	1.725	56,9%
Usi termoelettrici	6.578	8.770	(25,0%)
Altre vendite	3.637	2.934	23,9%
Totale impieghi Italia	15.659	15.775	(0,7%)
Vendite produzione estero ⁽¹⁾	1.799	1.906	(5,6%)

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

Produzioni olio

migliaia di barili	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variazione %
Produzione Italia	1.940	1.809	7,3%
Produzione estero ⁽¹⁾	1.640	1.737	(5,6%)
Totale produzioni	3.580	3.546	1,0%

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

Dati economici

(in milioni di euro)	Esercizio 2013	Esercizio 2012 (*)	Variazione %
Ricavi di vendita	5.872	6.571	(10,6%)
Margine operativo lordo reported	424	608	(30,3%)
Margine operativo lordo adjusted ⁽¹⁾	414	630	(34,3%)
Investimenti in immobilizzazioni	135	245	(44,9%)
Investimenti in esplorazione	92	116	(20,7%)
Dipendenti (numero) ⁽²⁾	1.421	1.369	3,8%

(1) Vedi nota pagina 10.

(2) Valori di fine periodo.

(*) I valori del 2012 riflettono l'applicazione dello IAS 19 revised.

Produzioni ed Approvvigionamenti

Nel corso del 2013 la produzione di gas, totalizzando Italia ed estero, passa da 2.518 milioni di metri cubi a 2.209 milioni di metri cubi, facendo registrare un calo del 12,3%. Le produzioni in Italia sono in diminuzione del 32,9% a causa del declino delle curve di produzione di alcuni campi, mentre quelle estere risultano in lieve calo (-5,6%) a causa del declino fisiologico della concessione egiziana di Rosetta.

Sostanzialmente stabili le produzioni di olio del Gruppo che registrano un aumento delle produzioni in Italia (+7,3%) ascrivibili alla ripartenza della produzione del campo di Rospo da circa metà anno, e una diminuzione delle produzioni estere (-5,6%) nelle concessioni egiziane.

Le importazioni di gas sono sostanzialmente stabili e si attestano a circa 12,5 miliardi di metri cubi (+1,8% rispetto all'anno precedente).

Vendite ed Attività Commerciale

I quantitativi venduti sul mercato domestico nel 2013 sono pari a 15.659 milioni di metri cubi, pressoché invariati rispetto al 2012.

In particolare, le vendite per usi civili (2.737 milioni di metri cubi, +16,7%) e quelle per usi industriali (2.707 milioni di metri cubi, +56,9%) riflettono gli sforzi commerciali tesi all'acquisizione di nuovi clienti residenziali e *business*, mentre le vendite per usi termoelettrici (6.578 milioni di metri cubi, -25%) riflettono la decisa flessione dei consumi di gas delle centrali termoelettriche che scontano la minore domanda nazionale e il forte contributo delle produzioni da fonti rinnovabili.

Dati economici

I ricavi di vendita del 2013 si attestano a 5.872 milioni di euro, in diminuzione del 10,6% rispetto al 2012, principalmente a seguito dello scenario *brent* e PSV in discesa.

Il margine operativo lordo *adjusted* è pari a 414 milioni di euro, in diminuzione di 216 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Il margine operativo lordo in questione è la risultante dell'attività di *Exploration & Production* (circa 444 milioni di euro, in flessione rispetto al periodo precedente per il declino delle produzioni commentato in precedenza), del margine operativo lordo delle Infrastrutture gas regolate e di quello relativo all'attività di compra-vendita del gas naturale. Con riferimento a quest'ultimo comparto va sottolineato che il margine operativo lordo del 2013 ha beneficiato dell'effetto positivo della revisione dei prezzi e dei volumi dei contratti di fornitura di gas naturale dall'Algeria e dal Qatar, comprensivo anche della quota relativa ai volumi ritirati negli anni precedenti.

Si sottolinea altresì che i margini unitari di vendita permangono a tutt'oggi mediamente in perdita per la parte corrente, ragione per cui Edison è impegnata a completare il secondo ciclo di rinegoziazioni per tutti i suoi contratti di fornitura, ritenendo essenziale ricondurre a condizione di ragionevole economicità il proprio portafoglio di contratti pluriennali.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Investimenti

Gli investimenti nel 2013 sono risultati pari a 135 milioni di euro. In Italia, i principali investimenti hanno riguardato lo sviluppo del campo di San Potito e Cotignola, che è entrato in esercizio nel mese di giugno (20 milioni di euro), la perforazione di nuovi pozzi nel campo di Rospo (35 milioni di euro), le attività di sviluppo del campo di Tresauro (7 milioni di euro) e del campo di Fauzia (11 milioni di euro).

All'estero gli investimenti hanno riguardato le concessioni egiziane (8 milioni di euro), la concessione norvegese di Zidane (10 milioni di euro) e le attività preliminari per la realizzazione della pipeline Polarled che collegherà la concessione di Zidane alla terraferma (8 milioni di euro).

Attività di esplorazione

Nel 2013 sono stati realizzati investimenti complessivi per circa 92 milioni di euro e in particolare in Norvegia (60 milioni di euro), principalmente per le attività di perforazione del pozzo esplorativo di Skarfjell North, Skarfjel South e Brattholmen, nelle isole Falkland (18 milioni di euro) per le attività di ricerca di idrocarburi nell'area sud e in Gran Bretagna (12 milioni di euro) per le attività di perforazione del pozzo Handcross 1X nel Mare del Nord.

Riserve idrocarburi

Le riserve di idrocarburi del Gruppo (riserve certe + 50% riserve probabili) al 31 dicembre 2013 risultano pari a circa 50,4 miliardi di metri cubi equivalenti contro i 50,0 miliardi di metri cubi equivalenti dell'anno precedente e pertanto, al netto delle produzioni 2013 pari a circa 2,8 miliardi di metri cubi equivalenti, risultano in aumento di circa 3,2 miliardi di metri cubi equivalenti. Il principale contributo a tale risultato è dovuto all'esito positivo dei pozzi di *appraisal* sul permesso PL418 in Norvegia, che ha permesso di iscrivere nuove riserve per circa 1,8 miliardi di metri cubi equivalenti. Un ulteriore contributo deriva dall'acquisizione di riserve nel Mare del Nord per circa 0,5 miliardi di metri cubi e dalla rivalutazione o riclassificazione (da probabili a certe) di riserve già iscritte nello scorso esercizio. Per ulteriori dettagli si rimanda al capitolo "Informazioni supplementari su gas naturale e petrolio" contenuto nel Bilancio Consolidato

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Corporate e Altri Settori

Dati significativi

(in milioni di euro)	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variazione %
Ricavi di vendita	52	48	8,3%
Margine operativo lordo	(111)	(110)	(0,9%)
% sui ricavi di vendita		<i>n.s.</i>	
Investimenti in immobilizzazioni	5	2	<i>n.s.</i>
Dipendenti (numero) ⁽¹⁾	630	650	(3,1%)

(1) Valori di fine periodo.

(*) I valori del 2012 riflettono l'applicazione dello IAS 19 revised.

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

I ricavi di vendita e il margine operativo lordo del 2013 sono sostanzialmente in linea a quelli dell'anno precedente.

Discontinued Operations

Dati significativi

(in milioni di euro)	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variazione %
Risultato netto da Discontinued Operations	-	50	<i>n.s.</i>
Investimenti in immobilizzazioni	-	-	-
Dipendenti (numero) (1)	-	-	-

(1) Valori di fine periodo.

Nel 2012 il risultato netto da *Discontinued Operations* di 50 milioni di euro è riconducibile per 80 milioni di euro alla ridefinizione del prezzo di vendita della partecipazione in Edipower Spa al netto del contributo negativo della gestione del *tolling*.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

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

Ai sensi della Comunicazione Consob del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293 si riporta il prospetto di raccordo fra il risultato netto dell'esercizio di Gruppo e il patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante al 31 dicembre 2013 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 2013	Esercizio 2012
Risultato netto dell'esercizio di Edison Spa	78	56
Dividendi infragruppo eliminati nel bilancio consolidato	(260)	(156)
Risultati delle società controllate, collegate e a controllo congiunto non recepiti nel bilancio di Edison Spa	271	188
Minore risultato netto da Discontinued Operations	-	(30)
Altre rettifiche di consolidamento	7	23
Risultato netto di competenza di Gruppo	96	81

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

(in milioni di euro)	31.12.2012	31.12.2012
Patrimonio netto di Edison Spa	5.999	5.946
Valore contabile delle partecipazioni eliminate a fronte della corrispondente frazione di Patrimonio netto delle imprese partecipate di cui:		
- Eliminazione dei valori di carico delle partecipazioni consolidate	(1.345)	(1.279)
- Iscrizione dei patrimoni netti delle società consolidate	2.492	2.417
Valutazione delle partecipazioni valutate con il criterio del Patrimonio netto	12	13
Altre rettifiche di consolidamento	(32)	(42)
Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	7.126	7.055

Innovazione, ricerca e sviluppo

Nel 2013 al maggiore impegno delle attività nel settore idrocarburi, riguardanti in particolare il gas naturale, è seguita la riorganizzazione della struttura della Direzione Research, Development and Innovation. All'attuale portafoglio di attività, che è essenzialmente focalizzato su tecnologie riguardanti il settore Energia Elettrica e sugli usi termoelettrici del gas naturale, si sono aggiunte altre attività e altre se ne aggiungeranno nei prossimi mesi nell'Upstream, nel Midstream e negli usi non termoelettrici. La Direzione Research, Development and Innovation è stata inoltre incaricata di coordinare il programma di research & development del Gruppo EdF in questo settore.

I principali temi della Direzione si sono concentrati sui temi seguenti:

Energia da fonti rinnovabili

Le varie tecnologie fotovoltaiche sono state oggetto di valutazioni sperimentali svolte sia presso il Centro Ricerche di Trofarello sia presso un sito per i *test* in campo operante presso la nostra centrale di Altomonte. A questi lavori, tipicamente di valutazione sperimentale, svolti anche in collaborazione con il laboratorio di Les Renardières di EDF R&D, si sono aggiunti studi mirati alla valutazione tecnico-economica delle soluzioni integrate tra fotovoltaico e accumulo. Quest'ultima attività è affiancata da una realizzazione sperimentale presso il centro di Trofarello.

Materiali avanzati

Le problematiche di scienza dei materiali sono trasversali a molti progetti d'innovazione nel settore dell'energia e per questo motivo il tema dei materiali è stato oggetto di attività di ricerca presso il nostro laboratorio specializzato nelle tecniche di deposizione "film sottile" e anche attraverso collaborazioni scientifiche.

Efficienza Energetica

Per presidiare al meglio questo tema svolgiamo un continuo monitoraggio e test specifici su tecnologie abilitanti servizi di efficienza energetica; tra queste ricordiamo le pompe di calore per il riscaldamento e il condizionamento, il solare termico, la piccola cogenerazione. Abbiamo inoltre fornito supporto tecnico alle iniziative di marketing dei servizi di efficienza realizzando vari sistemi di monitoraggio dei consumi.

Nell'ambito di queste attività si inserisce il lancio commerciale del servizio "Energy Control" di cui la Direzione Research, Development and Innovation ha seguito tutte le fasi di sviluppo tecnico del dispositivo di misura e dei contenuti relativi all'analisi dei consumi. Il servizio, destinato ai clienti residenziali, è composto di un dispositivo di facile installazione che rileva i consumi dal contatore di casa e invia i consumi a un database centralizzato, e di un portale web per l'accesso ai contenuti del servizio. Collegandosi via internet al portale, anche con tablet o smartphone, il cliente può visualizzare i dati di consumo e di spesa, ricevere un sms di alert in caso di consumi particolarmente elevati, può confrontare le proprie abitudini energetiche con quelle di famiglie simili per valutare il proprio consumo, può ricevere consigli personalizzati per ridurre l'uso dell'energia e migliorare l'efficienza degli elettrodomestici di casa.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Celle a combustibile

Su questi temi opera un laboratorio dedicato, situato presso il Centro Ricerche Edison le cui attività, anche nell'ambito di progetti europei, sono svolte in stretta collaborazione con l'Istituto EIFER di Karlsruhe in Germania e con i dipartimenti di Chimica e di Energetica del Politecnico di Torino e del Politecnico di Milano.

Data mining

L'evoluzione dello scenario energetico, conseguenza della grande diffusione di impianti di produzione da fonte rinnovabile e della completa liberalizzazione del mercato, ha aumentato notevolmente la necessità di analizzare ed elaborare grandi quantità di dati al fine di prevedere il profilo di produzione di impianti rinnovabili o di classificare e interpretare i profili di consumo energetico. La Direzione Research, Development and Innovation ha attivato in tal senso una linea di ricerca adottando i più moderni strumenti di analisi di Computational Intelligence e operando in collaborazione con riconosciute entità di ricerca nazionali.

In aprile Edison ha assegnato ai direttori del CERN di Ginevra il Premio Europeo per la Fisica EPS Edison-Volta per gli enormi progressi nella fisica delle alte energie culminati nell'individuazione del bosone di Higgs, la particella da cui scaturisce la massa ossia la componente principale della materia. Il Premio EPS Edison-Volta raccoglie l'eredità del Premio per la Fisica Francesco Somaini che, istituito nel 1953 in onore del fisico comasco Alessandro Volta, resta uno dei riconoscimenti più prestigiosi della fisica. Edison, insieme al centro di Cultura Scientifica Alessandro Volta di Como e all'European Physical Society, ha deciso di dare una dimensione europea al premio e di proseguirne la tradizione.

In ottobre Edison, attraverso la direzione Research, Development and Innovation, ha concretizzato il sostegno che era stato assicurato dopo il terremoto del 2009 all'Università dell'Aquila. Con le risorse finanziarie offerte sarà realizzato un laboratorio di ricerca presso il Dipartimento di Ingegneria Industriale, dell'Informazione e dell'Economia dell'ateneo, saranno sostenuti quattro dottorati biennali, altrettanti assegni di studio annuali e la partecipazione di cinque studenti a corsi di formazione nel settore del petrolio e del gas naturale. L'impegno di Edison per l'Università dell'Aquila durerà fino al 2018.

Salute, sicurezza e ambiente

Si riportano di seguito i principali risultati raggiunti nel corso del 2013 e i progetti in sviluppo.

Andamento infortuni

Nel corso del 2013 si è ulteriormente consolidata la scelta di gestire con approccio globale l'effetto dei programmi di prevenzione e promozione della cultura della salute e sicurezza sui luoghi di lavoro; gli indici infortunistici sono calcolati tenendo conto dei dati sia del personale Edison sia di quello dei fornitori, attribuendo diffusamente a tutto il management obiettivi di miglioramento rispetto alla media dei risultati dell'ultimo triennio.

In tal senso nel 2013 l'indice di frequenza degli infortuni complessivi per le attività in Italia si attesta sul valore di 3,1 in linea col trend di fine 2012 (2,9) e lo stesso numero di infortuni (18 nel 2012 e 18 nel 2013) ma con una riduzione delle ore lavorate pari a circa l'8% rispetto all'anno precedente (-15 % per le imprese esterne, -2% per il personale sociale).

L'indice di gravità complessivo per le attività in Italia è risultato nel 2013 pari a 0,18, in incremento rispetto allo 0,08 del 2012, ed è dovuto essenzialmente al protrarsi di assenza nei casi in cui è stato coinvolto il personale delle imprese esterne.

Per quanto riguarda le attività all'estero, il 2013 ha registrato un indice di frequenza pari a 0,4 con ulteriore miglioramento rispetto al 2012, oltre ad un infortunio fatale avvenuto in Egitto ad un contrattista esterno causato da un incidente automobilistico durante un trasferimento.

Complessivamente, sommando le attività nazionali ed estere, l'indice di frequenza degli infortuni di Edison si assesta nel 2013 su un valore di 2,3 in linea rispetto al dato di riferimento di fine 2012 che aveva registrato un analogo valore. Nel dettaglio, si consolida il trend di miglioramento per il personale sociale che si attesta a 1,2 (1,8 nel 2012), mentre si registra un deterioramento di quello relativo al personale delle imprese esterne che chiude il 2013 con un indice di frequenza di 5,0 rispetto al 3,0 del 2012.

Attività relative alla salute e sicurezza nei luoghi di lavoro

Si riportano di seguito le principali attività svolte o avviate nel corso del 2013:

- i Documenti di Valutazione dei Rischi sono stati riesaminati ed aggiornati; i risultati delle valutazioni sono stati discussi in occasione delle periodiche riunioni di sicurezza previste dalla normativa vigente (art. 35 D.lgs. 81/08) durante le quali sono stati presentati anche gli stati di avanzamento dei processi formativi e i macro risultati della sorveglianza sanitaria svolta sui dipendenti. In tale occasione è stata presentata anche l'aggiornamento della valutazione del rischio da stress-lavoro correlato in linea con gli indirizzi generali derivanti dall'accordo europeo dell'8 ottobre 2004;
- sono stati completati i programmi di formazione e addestramento in materia di salute e sicurezza in coerenza con quanto previsto dall'accordo Stato-Regioni del 21/12/2011; in particolare, è stato completato l'intervento formativo sul ruolo dei capi e preposti;
- è stato portato a termine il programma formativo annuale destinato ai Responsabili del Servizio di Prevenzione e Protezione, con sessioni formative tematiche per un totale di 28 ore annue pro capite, a cui si aggiungono 16 ore specifiche dedicate al tema "Formare i formatori" introdotto dalla normativa nazionale nel corso dell'anno;

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
--------------------------	----------------------	-------------------

- è stato portato a termine il progetto formativo sulla “Percezione del rischio” rivolto a tutto il personale della business unit Power Assets con lo scopo di migliorare l’attitudine personale a percepire e governare i rischi nei luoghi di lavoro. Analogo programma formativo è stato esteso alla business unit Renewable Sources;
- relativamente al personale delle imprese esterne, è stato ultimato il progetto di sensibilizzazione all’atto del primo accesso ai nostri siti;
- è stata portata a termine la costruzione dell’impianto di stoccaggio gas di San Potito Cotignola. Il cantiere, realizzato in piena sintonia tra Edison Stoccaggio e la Divisione Engineering di Edison SpA, si è concluso con zero infortuni per un totale di 714.450 ore lavorate;
- durante l’anno si è consolidata la diffusione e la fruibilità del “safety message mensile” veicolandolo tramite l’intranet aziendale. Ciò ha permesso di sensibilizzare ulteriormente il personale verso specifici temi di salute e sicurezza riguardanti non solo l’attività lavorativa ma anche la vita privata e familiare.
- nell’ambito della settimana europea della sicurezza, Edison ha coinvolto il proprio personale sensibilizzandolo sul tema del “Lavorare insieme per la prevenzione dei rischi”. In tale ambito sono stati effettuati incontri specifici con i Responsabili del Servizio di Prevenzione e Protezione e con i Rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza, un workshop presso la sede di Foro Buonaparte con la partecipazione di relatori interni ed esterni all’azienda, e l’erogazione di un’attività formativa in modalità *e-learning* a cui ha aderito il 37% della popolazione aziendale, per un totale di circa 1.200 persone.
- Edison ha partecipato attivamente a tutte le iniziative organizzate nell’ambito della community di *Health and Safety (H&S)* del Gruppo EDF. In particolare si segnala l’elaborazione della bozza di aggiornamento della policy *H&S* di Gruppo che sarà emessa nei primi mesi del 2014.

Attività relative all’ambiente

Nel 2013 non si è verificato nessun incidente con impatto sulle matrici ambientali (suolo, sottosuolo, acque superficiali e biodiversità). Tutti i siti hanno effettuato almeno una prova di emergenza ambientale al fine di testare l’efficacia dell’organizzazione.

Si riportano di seguito le principali attività svolte o avviate nell’anno:

- dopo quella dell’impianto di Cellino, è stata portata a termine positivamente l’istruttoria dei rapporti di sicurezza conformi alla “Direttiva Seveso” per gli impianti di stoccaggio gas di San Potito Cotignola e Collalto;
- sono proseguite le attività di caratterizzazione, messa in sicurezza e bonifica di siti, la maggior parte dei quali in aree industriali particolarmente significative e potenzialmente inquinate da attività pregresse relative al Gruppo Montedison. Nel contempo sono proseguiti i procedimenti di bonifica ambientale relativi a nuclei di contaminazione dei suoli e delle acque sotterranee riscontrati o avviati negli anni precedenti presso alcune delle centrali termoelettriche e idroelettriche del Gruppo;
- a fronte di normative emesse nel corso dell’anno, sono state portate a termine attività relative alla comunicazione degli impianti contenenti gas fluorurati e alla denuncia telematica dei rifiuti prodotti. Inoltre è stata svolta una attività di valutazione delle azioni conseguenti all’emissione della nuova Autorizzazione Unica Ambientale e della ripartenza del Sistema di Tracciabilità dei Rifiuti;
- sono stati lanciati alcuni progetti specifici sul tema della biodiversità, in particolare presso i campi *off-shore* di Vega e Rospo Mare, che prevedono un periodo di monitoraggio delle specie marine presenti in

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

loco. Analogamente, è stato portato a termine un progetto di monitoraggio presso le aree degli impianti idroelettrici dell'Area Meduno, i cui risultati sono in fase di valutazione;

- è stato portato a termine il programma formativo annuale destinato ai tecnici della famiglia professionale ambientale, con sessioni formative tematiche per un totale di 20 ore annue pro capite. Quest'anno sono stati trattati temi riguardanti la sostenibilità e la responsabilità sociale d'azienda, le emissioni in atmosfera, gli scarichi idrici e la gestione delle visite da parte degli enti di controllo.

Attività congiunte Qualità, Ambiente, Salute e Sicurezza

E' stata completata ed emessa la nuova revisione della Norma Generale aziendale n. 3 relativa a "Gestione attività con imprese appaltatrici", che costituisce la normativa aziendale di riferimento per tutte le attività di cantiere svolte in Italia da Edison con impiego di imprese appaltatrici. La normativa definisce e descrive le modalità operative da adottare, con riferimento ai diversi regimi legislativi per la sicurezza per i temi di organizzazione del cantiere, security e gestione degli accessi, conduzione del cantiere e gestione del processo amministrativo ed assicurativo.

Nel corso del 2013 sono state portate a termine con successo le seguenti visite di sorveglianza dei sistemi di gestione certificati: sistema di gestione qualità 9001 presso la Divisione Marketing, Sales and Energy Services e la Edison Energia SpA, oltre che presso la Divisione Engineering e la Edison Distribuzione Gas; sistema di gestione integrato salute e sicurezza 18001 e ambientale 14001 presso tutti i nostri siti operativi (sia di produzione elettrica che di idrocarburi); nel corso dell'anno il Centro Ricerca e Sviluppo di Trofarello e la Divisione Engineering hanno superato positivamente il primo stage per la certificazione ambientale 14001 (che andrà ad integrare l'attuale certificazione 18001 per la salute e sicurezza).

Infine, sono state superate positivamente tutte le visite di sorveglianza relative alle registrazioni ambientali EMAS presso i nostri siti operativi, in tale ambito si sono aggiunti due nuovi siti: la centrale di produzione gas di Comiso II e la centrale a biomasse di Castellavazzo.

E' stata completata ed emessa la nuova revisione della Norma Generale aziendale n. 3 relativa a "Gestione attività con imprese appaltatrici", che costituisce la normativa aziendale di riferimento per tutte le attività di cantiere svolte in Italia da Edison con impiego di imprese appaltatrici. La normativa definisce e descrive le modalità operative da adottare, con riferimento ai diversi regimi legislativi per la sicurezza per i temi di organizzazione del cantiere, security e gestione degli accessi, conduzione del cantiere e gestione del processo amministrativo ed assicurativo.

E' stato completato l'aggiornamento dell'applicativo software dedicato alla gestione della documentazione di accesso per le imprese esterne (DIMP) al fine di semplificarne l'utilizzo e di renderlo più efficiente. Sono stati erogati corsi di formazione a tutto il personale coinvolto nell'operatività.

Nell'ambito del processo di audit interno sui temi di qualità, ambiente, salute e sicurezza, nel corso del 2013 sono stati eseguiti 86 interventi in linea con la programmazione prevista. I rilievi individuati in occasione di tali audit sono gestiti all'interno dei sistemi di gestione delle varie organizzazioni aziendali.

Il totale delle ore di formazione sui temi di ambiente, salute e sicurezza erogate nel corso dell'anno ammonta a 29.969, in aumento del 9% rispetto all'anno precedente, a cui vanno aggiunte 11.276 ore di addestramento tecnico.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Risorse umane e relazioni industriali

Risorse Umane

Il totale dei dipendenti del gruppo Edison al 31 dicembre 2013, comprensivo degli organici riferiti alle imprese consolidate proporzionalmente, è risultato pari a 3.240 unità, sostanzialmente invariato rispetto alla fine dell'esercizio 2012 (3.248 unità).

Il costo del lavoro complessivo dell'esercizio si attesta a 226 milioni di euro con un incremento pari al 3,6% rispetto all'anno precedente, principalmente determinato dalla variazione di prezzo/mix connessa alle dinamiche salariali.

Relazioni industriali

Nel corso del 2013 sono stati rinnovati i due principali contratti collettivi applicati nel Gruppo.

Settore Elettrico

Il 18 febbraio 2013 è stato rinnovato, per il triennio 2013 – 2015, il Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro del settore elettrico scaduto il 31 dicembre 2012 e che per il gruppo Edison interessa circa 1.700 addetti.

La trattativa ha affrontato sia la parte economica sia la parte normativa.

Per ciò che concerne la parte economica, l'intesa si è articolata su due aspetti principali:

- aumento dei minimi contrattuali - in linea con l'indice di previsione per il futuro triennio (IPCA);
- definizione di una nuova quota di "salario di produttività" destinata, attraverso accordi aziendali, ad incrementare il livello di produttività e di competitività delle imprese in questo particolare e critico momento.

Per quanto riguarda i temi normativi si evidenzia in particolare:

- nuova regolamentazione del diritto di sciopero nel settore (a coronamento di una complessa trattativa durata un decennio);
- disciplina del contratto di apprendistato professionalizzante;
- rafforzamento degli organismi bilaterali in materia di formazione e ambiente e sicurezza;
- recepimento delle novità legislative introdotte dalla legge 92/2012 (Legge Fornero) in materia di contratti a termine e di somministrazione, part time, tutela della genitorialità, malattia.

Settore Idrocarburi

In data 22 gennaio 2013 è stato rinnovato, per il triennio 2013 – 2015, il Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro Energia – Petrolio scaduto il 31 dicembre 2012 e che per il gruppo Edison interessa circa 300 addetti prevalentemente operanti nel settore E&P e nelle infrastrutture "regolate" quali lo stoccaggio e il trasporto gas.

Per la parte economica gli aumenti hanno seguito la logica dell'inflazione prevista nel triennio tenendo altresì conto della definitiva abolizione degli scatti d'anzianità con effetto 2016.

Per la parte normativa, in relazione alla necessità di individuare strumenti finalizzati a migliorare la produttività sono state apportate modifiche in materia di orario di lavoro.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Inoltre, tra la fine dell'anno 2012 e durante l'anno 2013, sono state messe in stato di conservazione 6 Centrali Termoelettriche (Sulmona, Termoli, Jesi, Porto Viro, Sarmato, Cologno Monzese) e di conseguenza, nello spirito dell'Accordo sindacale del 30 ottobre 2012, Edison ha fatto ricorso all'ammortizzatore sociale della Cassa Integrazione Guadagni Straordinaria (47.544 ore nell'anno 2013) funzionale a sostenere il reddito degli 89 lavoratori interessati durante la fase di ricerca della ricollocazione lavorativa nel Gruppo o nel mercato locale.

Il processo di riqualificazione e riallocazione del personale esuberante nei 6 siti produttivi ha consentito nel periodo di riallocare nel gruppo Edison il 71% del personale interessato ed il 10% nel mercato del lavoro locale.

Organizzazione e Servizi ai dipendenti

I principali cambiamenti organizzativi aziendali nel periodo di riferimento sono stati:

- Ridefinizione e aggiornamento del Codice Etico e del Modello di Organizzazione e di Gestione di cui al decreto legislativo 231/2001. In quest' ambito sono stati altresì aggiornati i Protocolli 231 rispetto ai nuovi reati di natura ambientale.
- Ridefinizione delle attività e responsabilità delle strutture tecniche centrali della Divisione *Exploration & Production*, che contestualmente hanno assunto, anche in considerazione di una significativa operatività internazionale, la denominazione in lingua inglese.
- Riconfigurazione modello organizzativo della Direzione *Research, Development and Innovation* finalizzato a sostenere l'ampliamento del perimetro delle competenze dedicate ai temi di ricerca, sviluppo e innovazione, esteso anche al settore del gas naturale.
- Costituzione del Presidio *Credit non Performing* atto a gestire attività straordinarie di recupero crediti relativo ai clienti cessati nel segmento PMI e Residenziale.
- Riconfigurazione della Divisione *Marketing, Sales & Energy Services* che, contestualmente ha ridefinito la propria configurazione organizzativa e superando il precedente modello organizzativo articolato in due distinte Business Unit. All'interno della Divisione è stata quindi costituita la Direzione Servizi per l'efficienza energetica nella quale confluiscono attività e risorse della business unit Energy Efficiency & Sustainable Development.
- Continuo sviluppo del programma di welfare aziendale "Edison per Te" con l'obiettivo di conciliare meglio le esigenze personali con quelle professionali dei dipendenti, di migliorare ulteriormente le azioni a tutela della salute di chi lavora con noi ed il supporto alle relative famiglie. Il programma, lanciato nell'aprile 2008, è oggetto di revisione annuale sulla base delle indicazioni dei dipendenti, espresse attraverso appositi *survey* e altri canali di ascolto. Tutti i servizi gestiti nell'ambito di "Edison per Te" perseguono contemporaneamente una facile accessibilità, rapidità di utilizzo, risparmi di tempo e benefici di tipo economico per i dipendenti e collaboratori aziendali. Nel corso del 2013 hanno usufruito dei servizi proposti dal programma "Edison per Te" circa il 59% dei dipendenti.

Formazione e Sviluppo

Nel 2013, Edison ha realizzato un piano di formazione complessivo di circa 99.000 ore totali (96.000 nel 2012). Il piano ha interessato più di 2.000 persone per un costo didattico di quasi 2,9 milioni di euro (2,6

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

milioni di euro nel 2012) di cui quasi 500.000 euro finanziati attraverso l'utilizzo del conto formazione dei fondi interprofessionali Fondimpresa e Fondirigenti.

Anche per il 2013, il programma formativo si è contraddistinto per un'ampia e trasversale copertura delle diverse popolazioni aziendali, sia per quanto riguarda la formazione professionale e l'addestramento tecnico (circa 25.000 ore), sia per l'usuale impegno sui temi di sicurezza e ambiente (quasi 30.000 ore).

Tra le iniziative di "formazione continua", è importante citare il programma formativo sulla "percezione del rischio" esteso ai dipendenti degli asset elettrici e il programma sulle tecniche specialistiche per operatori di esercizio e stoccaggio sul fronte idrocarburi, quest'ultimo destinato anche ai lavoratori termoelettrici ricollocati nel 2013 sugli impianti di stoccaggio gas.

E' anche proseguito l'usuale impegno aziendale nell'attività di aggiornamento su temi regolatori, normativi e di settore, realizzata attraverso convegni e seminari interni a beneficio del management anche in collaborazione con il mondo accademico.

Va infine menzionato il continuo investimento sulla formazione istituzionale e manageriale tesa a preparare i giovani neolaureati e professional verso incarichi a crescente responsabilità gestionale e manageriale che ha visto nel 2013 la positiva conclusione di alcuni percorsi formativi dedicati alla Young Community dei giovani di Edison, a supporto dei "neo capi" con la collaborazione della Corporate University di EDF.

Infine nell'ambito della Talent Policy di Gruppo da settembre 2013 è stato avviato un programma finalizzato a identificare e sviluppare anticipatamente il potenziale di crescita dei giovani a beneficio di Edison e del Gruppo.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
--------------------------	----------------------	-------------------

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 Controllo e Rischi e Consiglio di Amministrazione, e sono utilizzati dalla Direzione Internal Audit 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 2013, 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 riporta sinteticamente:

- **Rinnovo delle concessioni idroelettriche**

Con l'art. 37 del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83 recante "Misure urgenti per la crescita del Paese" (convertito con legge n. 134/2012) è stata ampiamente rivista la disciplina delle concessioni idroelettriche. Si segnala, in particolare, che con le nuove disposizioni anche le concessioni scadute o in scadenza hanno trovato una copertura giuridica attraverso l'introduzione di una disciplina transitoria (per le concessioni già scadute e per quelle in scadenza entro il 31 dicembre 2017, per le quali non è tecnicamente applicabile il periodo di cinque anni previsto dal Decreto Bersani - art. 12 c. 1 - la nuova concessione decorre dal termine del quinto anno successivo alla scadenza originaria e comunque non oltre il 31 dicembre 2017).

Al fine di completare il quadro normativo di riferimento, dovrebbe essere pubblicato a breve l'atteso decreto ministeriale in tema di requisiti di partecipazione alle gare che costituirà un sicuro elemento di certezza per gli operatori anche in termini di pianificazione di futuri investimenti e partecipazione alle gare per il rinnovo delle concessioni.

Rischio prezzo e cambio connesso all'attività in *commodity*

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

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

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

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Per un'analisi più dettagliata del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2013.

Rischio di tasso di cambio

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

Gli obiettivi di gestione del rischio di tasso di cambio sono delineati all'interno di specifiche *Policy* di Rischio Cambio, in funzione della diversa natura del rischio in oggetto. Per un'analisi di dettaglio di tale rischio si rimanda a quanto riportato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013.

Rischio di tasso d'interesse

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

Per un'analisi più dettagliata del rischio di tasso d'interesse si rimanda a quanto ampiamente illustrato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari di Gruppo" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013.

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, il Gruppo ha implementato procedure e azioni descritte diffusamente nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari di Gruppo" del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2013 ai fini dell'IFRS 7.

Pressione competitiva

I mercati energetici all'interno dei quali il Gruppo opera sono soggetti a una forte concorrenza. In particolare, nel mercato elettrico italiano, Edison compete con altri produttori e *trader* (italiani e internazionali) che vendono energia elettrica a clienti industriali, commerciali e residenziali. Al fine di fronteggiare i rischi derivanti dalla partecipazione al mercato domestico dell'energia elettrica, il Gruppo persegue da alcuni anni linee di azione sostanzialmente rivolte allo sviluppo di un portafoglio clienti facente

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

parte del segmento mercato libero, in una logica di progressiva integrazione a valle, assieme alla diversificazione geografica, all’ottimizzazione del *mix* produttivo, allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

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

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 concluso positivamente un primo ciclo di rinegoziazione del prezzo dei contratti in essere con tutti gli attuali fornitori di gas naturale, il cui successo ha consentito di contrastare nell’immediato la pressione sui margini dell’attività commerciale che la società sta tuttora sperimentando nel settore del gas naturale. In particolare, Edison ha visto chiudere favorevolmente le procedure arbitrali avviate nei confronti dei fornitori Sonatrach (primo semestre 2013), RasGas ed Eni (2012), in aggiunta all’accordo concluso, nel corso del 2011, con Promgas, per l’adeguamento del prezzo alle mutate condizioni del mercato del gas in Italia. Nell’ambito del secondo ciclo di rinegoziazioni, nel mese di luglio 2013 sono stati siglati gli accordi commerciali con RasGas e Sonatrach in relazione ai contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale proveniente dal Qatar e dall’Algeria, mentre per quanto concerne i contratti di fornitura dalla Russia e dalla Libia sono state avviate due procedure arbitrali con Gazprom ed Eni.

Innovazione tecnologica

Cambiamenti radicali nelle tecnologie di generazione di energia elettrica esistenti o in corso di sviluppo potrebbero rendere alcune tecnologie maggiormente competitive rispetto a quelle che costituiscono il *mix* produttivo del Gruppo. Al fine di mitigare tale rischio, Edison compie una costante attività di monitoraggio dello sviluppo di nuove tecnologie, sia nel settore elettrico sia idrocarburi. L’azienda è altresì impegnata in un processo di *assessment* di tecnologie innovative, nel campo dell’efficienza energetica e della generazione da fonti rinnovabili. Per un approfondimento relativo alle attività in tale ambito si rimanda alla sezione “Innovazione, ricerca e sviluppo” della presente Relazione sulla gestione al 31 dicembre 2013.

Domanda di energia elettrica e gas naturale

La domanda di energia elettrica e gas naturale è generalmente legata al prodotto interno lordo (PIL). A partire dall’ultimo trimestre 2008 e in particolare nel corso del 2009, il contesto di crisi economica globale si è riflesso in una drastica riduzione dei consumi di energia elettrica, solo in parte recuperata negli anni 2010 e 2011. Nel corso del 2012 e ancor più del 2013 si sono registrate pesanti flessioni nei livelli di consumo, che

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
--------------------------	----------------------	-------------------

hanno riportato la domanda elettrica ad un livello comparabile con quello del 2009 rendendo la fase di ripresa verso i livelli pre-crisi molto incerta.

La domanda di gas naturale ha risentito anch'essa dell'effetto della crisi economica globale per quanto concerne i livelli di consumo registrati a partire dal 2009, anno che ha fatto segnare un brusco calo rispetto al 2008. Nel corso degli anni successivi la domanda di gas naturale ha visto una ripresa nel 2010, seguita da nuovi cali nel corso del 2011 e in particolare del 2012. La tendenza negativa degli ultimi anni si è confermata anche nel 2013, che è stato caratterizzato da una forte riduzione della domanda gas, a causa in particolare della contrazione negli usi termoelettrici.

La riduzione nel livello complessivo di domanda di energia ha posto una notevole pressione sui margini di commercializzazione, anche a causa dei fenomeni di pressione competitiva descritti nel paragrafo precedente, in modo particolare nel settore del gas naturale, con conseguenti possibili impatti 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 2013 entro i termini contrattuali applicabili, recuperando così gli anticipi di cassa erogati, al netto dei costi finanziari associati a detti anticipi.

Un'eventuale riproposizione dell'andamento 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 dei contratti di importazione del gas naturale a lungo termine in precedenza citate (paragrafo "Pressione competitiva"), il Gruppo svolge un'attività di monitoraggio sia dell'andamento del carico elettrico e dei consumi di gas, a cadenza giornaliera, sia dello scenario macroeconomico italiano ed internazionale, in funzione degli aggiornamenti pubblicati dai maggiori istituti di previsione economica-finanziaria. L'analisi di tali informazioni ha lo scopo di evidenziare, con il massimo anticipo, possibili andamenti nella domanda di energia elettrica e gas e di ottimizzare, di conseguenza, lo scenario produttivo. Inoltre, l'adozione di una strategia di diversificazione commerciale permette di contrastare, entro certi termini, uno scenario di mercato avverso.

Rischio Paese

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

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

quelli sostenuti operando esclusivamente nel mercato domestico e pertanto possono determinare conseguenze negative sulla redditività e sul valore degli investimenti realizzati.

La Grecia continua a essere caratterizzata da un difficile scenario macro-economico, associato a una continua incertezza sulla stabilità del quadro politico interno. Ciononostante, la determinazione dei Paesi dell'Area Euro a mantenere lo Stato ellenico nell'unione monetaria, attraverso la decisione di fornire consistenti aiuti finanziari, ha portato a fine 2013 al miglioramento del *rating* sovrano a lungo termine da parte dell'agenzia di *rating* Standard and Poor's, da "default selettivo" al livello B-, con prospettive stabili, grazie anche all'impegno del governo greco nel mantenere una politica fiscale adeguata. Nel corso del 2013 anche l'agenzia Fitch ha alzato il *rating* a lungo termine a B- (con *outlook* stabile), una decisione che riflette il maggior equilibrio dell'economia e i progressi verso l'eliminazione del deficit, unita alla diminuzione del rischio di uscita dalla zona Euro. Occorre peraltro segnalare che, in tale situazione, la Capogruppo monitora costantemente la stabilità del quadro regolatorio del mercato greco dell'energia elettrica, e in particolare, lo schema relativo al meccanismo di salvaguardia che, a partire dall'ultimo trimestre del 2010, assicura la copertura dei costi degli impianti di produzione di energia elettrica. Nonostante le incertezze del quadro macro-economico complessivo, la società è confidente che, attraverso il programma di aiuti concordato con l'Unione Europea, la Banca Centrale Europea e il Fondo Monetario Internazionale, assieme alle rigorose politiche fiscali definite da parte del governo greco, si possa ripristinare la fiducia degli investitori e sostenere l'economia della Grecia, in vista di una ripresa del Paese.

L'Egitto stenta a proseguire nel delicato percorso di transizione istituzionale dopo la caduta del regime di Mubarak e la destituzione del presidente Morsi ad opera delle Forze Armate: la *road map* adottata dall'attuale governo tecnico prevede, in particolare, l'adozione di una nuova Costituzione, la convocazione delle elezioni parlamentari nella prima metà del 2014 e, successivamente, di quelle presidenziali. Tale percorso si colloca in un contesto politico estremamente complesso ed in continuo divenire, che dovrà essere accompagnato da misure di miglioramento della situazione sociale ed economica.

La mancanza di una strategia macroeconomica di medio-lungo termine aveva portato a maggio 2013 l'agenzia Standard and Poor's al declassamento del *rating* sovrano a lungo termine dell'Egitto da B- a CCC+. Tale giudizio è stato rivisto dalla stessa agenzia a novembre, che ha riportato il merito di credito dell'Egitto a B-, con *outlook* stabile. Le motivazioni a supporto di tale decisione risiedono principalmente negli aiuti a favore dell'Egitto da parte degli Stati del Golfo, in grado di mettere le finanze pubbliche su un percorso di sostenibilità ed evitare una crisi della bilancia dei pagamenti. Il supporto finanziario ricevuto dall'Egitto da parte degli Stati del Golfo, che dovrebbe continuare nel medio termine, garantirebbe alle autorità egiziane la gestione delle criticità più urgenti, come la debole posizione fiscale e debitoria, il deterioramento delle riserve e la scarsità di valuta estera. In tale contesto, le possibili ripercussioni sulla capacità di Edison di continuare a operare in condizioni di economicità e sicurezza sono attentamente monitorate da parte della Capogruppo. Peraltro, le tensioni interne non hanno avuto ripercussioni, dal punto di vista operativo, sulla produzione di gas naturale e petrolio legata all'esercizio della concessione di Abu Qir, che dal momento dell'acquisizione ha continuato a generare risultati economici positivi e volumi di produzione costantemente in crescita.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
--------------------------	----------------------	-------------------

Rischi di processo

Rischio operations

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

Edison persegue, quindi, una politica di gestione del rischio industriale comprendente attività di prevenzione e controllo dei rischi, che prevede l'adozione di standard di sicurezza specifici redatti da enti internazionalmente riconosciuti quali il *National Fire Protection Association* (NFPA) e *Factory Mutual* (FM), fermi gli adeguamenti conformi a normative nazionali e requisiti di enti locali che disciplinano la materia, unitamente a frequenti piani di revisione, *contingency planning*, gestione di parchi scorte e manutenzione. Laddove appropriato, adeguate politiche assicurative e peritali in ambito industriale, come la stipula di polizze *Erection All-Risk*, *Property All-Risk* e *Exploration and Production*, 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 2013.

Information Technology

Complessi sistemi informativi sono a supporto dell'operatività aziendale per quanto concerne in particolare gli aspetti tecnici, commerciali ed amministrativi. Aspetti di rischio sono associati all'adeguatezza di tali sistemi e all'integrità e riservatezza dei dati e delle informazioni. Relativamente al primo punto, nel corso del 2013 sono stati sviluppati importanti progetti volti in particolare a:

- rivedere i processi della divisione Marketing, Sales & Energy Services, attraverso l'adozione di un nuovo sistema informativo integrato ("progetto Nice");
- adottare un nuovo sistema informativo per i processi ERP (Contabilità, Controllo di Gestione, Acquisti, Investimenti, Manutenzione, Risorse Umane);
- adeguare i processi di gestione del portafoglio gas alle nuove direttive italiane e abilitare l'accesso a nuovi mercati internazionali.

Questi progetti saranno messi in produzione durante il 2014.

Per quanto riguarda invece il rischio d'interruzione dell'attività a fronte di un *fault* dei sistemi, Edison si è dotata di architetture hardware e software in configurazione ad alta affidabilità per le applicazioni a supporto delle attività critiche. In particolare, è stato completato il progetto per trasformare il servizio di *disaster recovery* in un servizio di *business continuity*, che garantirà la prosecuzione dei processi anche in caso di evento disastroso nel centro elaborazione dati principale: la soluzione tecnica identificata è stata implementata nel corso del 2013.

Infine, il rischio legato all'insorgenza, anche durante il 2013, di sempre nuove forme di attacchi informatici viene mitigato con l'adozione di elevati standard di sicurezza e di sistemi di autenticazione e profilazione; a tal proposito, inoltre, è in fase di valutazione, a livello di gruppo Edf, la costruzione di un centro operativo

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

ESOC (*European Security Operation Center*) che erogherà i servizi necessari a gestire queste nuove forme di attacchi.

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. Per quanto riguarda gli obiettivi strategici di gestione del rischio liquidità, nel corso del primo semestre 2013 si è concluso il processo di integrazione di Edison e delle sue partecipate con il proprio azionista di riferimento EDF. Lo schema adottato prevede, tra l'altro, la gestione centralizzata della tesoreria, con la finalità di assicurare a Edison la flessibilità di cassa di breve periodo, per le esigenze proprie e delle sue società consolidate, e di ottimizzare la gestione delle eccedenze e dei fabbisogni di cassa giornalieri. Analogamente, nell'ambito del citato processo d'integrazione con EDF, il Gruppo ha predisposto un piano di rifinanziamento a medio lungo termine in grado di assicurare la copertura di tutte le necessità finanziarie previste in base al piano.

Per un'analisi più dettagliata del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Gestione dei rischi finanziari di Gruppo" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013.

Rischi strategici e di indirizzo

Investimenti di sviluppo e acquisizioni

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

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

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

Per quanto concerne gli investimenti diretti nel settore idrocarburi, il Gruppo è impegnato in attività di ricerca, sviluppo e produzione di gas naturale e olio grezzo, con la finalità di aumentare le proprie riserve d'idrocarburi e sviluppare il proprio portafoglio di attività di operatore energetico integrato, e in iniziative per lo sviluppo di campi di stoccaggio finalizzate alla sicurezza del sistema gas in Italia.

Con riferimento alle attività di sviluppo e produzione d'idrocarburi, in aggiunta alle considerazioni già evidenziate a proposito degli investimenti di sviluppo nella filiera elettrica e alle riflessioni sul rischio Paese (oggetto di uno specifico paragrafo di questa sezione), si segnala che esse sono tipicamente soggette

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

all'incertezza relativa alla stima dei quantitativi di riserve provate, alla previsione dei tassi di produzione futuri e alle tempistiche degli investimenti di sviluppo, dato che l'accuratezza della stima delle riserve provate dipende da una numerosa serie di fattori, assunzioni e variabili. Inoltre, tra la fase esplorativa e l'avvio delle successive fasi di sviluppo e commercializzazione delle riserve d'idrocarburi scoperte tipicamente intercorre un rilevante periodo di tempo, necessario per valutare la commerciabilità delle scoperte effettuate, autorizzarne il progetto di sviluppo, costruire e mettere in funzione le relative attrezzature (*time-to-market*). Durante questo lasso temporale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e del gas e alla variabilità dei costi di sviluppo e produzione.

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

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

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

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

Politiche e strumenti di gestione adottati

Energy Risk Policy

Governance

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

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

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 d'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 Controllo e Rischi e Consiglio di Amministrazione. Anche in questo caso il modello si basa sulle informazioni che provengono dalle singole unità operative e direzioni: ciascuna, nel

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

suo ambito specifico, procede, infatti, ad una mappatura dei rischi secondo tre dimensioni, che misurano rispettivamente l'impatto globale, la probabilità di accadimento e il livello di controllo.

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

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

Fondi per rischi ed oneri

Oltre a quanto sopra descritto relativamente alle attività di gestione e mitigazione dei rischi, il gruppo Edison, in presenza di obbligazioni attuali, conseguenti a eventi passati, che possono essere di tipo legale, contrattuale oppure derivare da dichiarazioni o comportamenti dell'impresa tali da indurre nei terzi una valida aspettativa che l'impresa stessa sia responsabile o si assuma la responsabilità di adempiere a una obbligazione, ha effettuato negli anni congrui accantonamenti in appositi fondi per rischi ed oneri presenti tra le passività di bilancio (si vedano anche le Note Illustrative al Bilancio consolidato). In particolare, nello svolgimento delle proprie attività, le società del Gruppo sono parte in procedimenti giudiziari e in alcuni contenziosi fiscali per una descrizione dei quali si rimanda al paragrafo "Stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso al 31 dicembre 2013" contenuto nel capitolo "Impegni e rischi potenziali" del Bilancio Consolidato.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Altre informazioni

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

- al 31 dicembre 2013 non risultano in portafoglio azioni proprie o azioni della società controllante, neppure indirettamente tramite società fiduciarie o per interposta persona. Nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni relative ad azioni proprie o ad azioni della società controllante, neppure indirettamente tramite società fiduciarie o per interposta persona;
- il Gruppo ha intrattenuto nel corso dell'esercizio operazioni rilevanti con parti correlate, per una descrizione delle quali si rimanda al capitolo "Operazioni infragruppo e con parti correlate" contenuto nel Bilancio Consolidato;
- non sono state istituite sedi secondarie.

Le informazioni sugli assetti proprietari e sul governo societario, che includono i corrispettivi della società di revisione, sono contenute nella Relazione sulla Corporate Governance 2013; i dati sulle partecipazioni, compensi e piani di *stock option* degli amministratori, sindaci e dirigenti con responsabilità strategiche sono contenuti nella Relazione annuale sulla Remunerazione. Entrambe le Relazioni sono riprodotte in un fascicolo separato, che forma parte integrante della documentazione di bilancio.

La Società ha deciso di avvalersi delle facoltà previste dall'art. 70, comma 8 e dall'art. 71, comma 1-bis del Regolamento Emittenti e, quindi, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
---------------------------------	----------------------	-------------------

Proposta di deliberazione

Signori Azionisti,

il bilancio separato al 31 dicembre 2013 della Vostra società chiude con un utile di euro **77.614.769,38**, arrotondato all'unità di euro **77.614.769,00**.

Se concordate con i criteri seguiti nella redazione del bilancio e con i principi e i 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 2013, nonché la relazione degli amministratori sulla gestione e la relazione sul governo societario e sugli assetti proprietari;
- vista la relazione del collegio sindacale all’assemblea di cui all’art. 153 del decreto legislativo 58/1998 (Tuf);
- viste le relazioni della società di revisione al bilancio separato e al bilancio consolidato al 31 dicembre 2013;
- tenuto conto del disposto dell’art. 2430 cod.civ. in tema di riserva legale, nonché dell’art 25 dello statuto in tema di dividendo privilegiato spettante alle azioni di risparmio;
- tenuto conto che per effetto della transizione e dell’applicazione dei principi IFRS il patrimonio netto al 31 dicembre 2013 comprende riserve indisponibili ex artt. 6 e 7 del decreto legislativo 38/2005;
- tenuto conto di quanto disposto dall’art. 109, comma 4 del d.pr n. 917/1986, nella formulazione in vigore fino alla data del 31 dicembre 2007 e per quanto ancora applicabile;
- tenuto conto che il capitale è pari ad euro 5.291.700.671,00 suddiviso in n. 5.181.545.824 azioni ordinarie e n. 110.154.847 azioni di risparmio;

delibera

PRIMA DELIBERAZIONE

- i) di approvare la relazione degli amministratori sull’andamento della gestione relativa all’esercizio 2013;
- ii) di approvare il bilancio separato della società dell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 nel suo insieme e nelle singole appostazioni;

SECONDA DELIBERAZIONE

- iii) di accantonare il 5% dell’utile d’esercizio di euro **77.614.769,38**
a riserva legale per complessivi **euro 3.880.738,47**
- iv) di destinare come segue l’utile di euro **73.734.030,91** che residua dopo il suo parziale utilizzo per l’accantonamento a riserva legale di cui al precedente punto (iii):

Relazione sulla Gestione	Bilancio consolidato	Bilancio separato
--------------------------	----------------------	-------------------

- | | |
|---|---------------------------|
| a) a dividendo per le 110.154.847 azioni di risparmio:
- 5% del valore nominale e cioè 0,050 euro per azione, a titolo
di dividendo privilegiato esercizio 2013, per complessivi | euro 5.507.742,35 |
| b) a dividendo per le 5.181.545.824 azioni ordinarie:
- euro 0,011 per azione, per complessive | euro 56.997.004,06 |
| c) a utili portati a nuovo il residuo importo, tenuto conto di
quanto proposto alle precedenti lettere (iii) nonché (iv)
a)b) | euro 11.229.284,50 |

Il dividendo per le azioni di risparmio sarà messo in pagamento il 17 aprile 2014, con data stacco cedola 14 aprile 2014 e *record date* 16 aprile 2014.

Il dividendo per le azioni ordinarie sarà messo in pagamento il 17 aprile 2014.

Milano, 12 febbraio 2014

Per il Consiglio di Amministrazione
 Il Legale Rappresentante
Bruno Lescoeur