

Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2013



POWER

Indice

La nostra missione	4
Enel nel mondo	5
Premessa	8
Sintesi dei risultati.....	17
Risultati per area di attività.....	23
> Mercato	25
> Generazione ed Energy Management	28
> Infrastrutture e Reti	31
> Iberia e America Latina	34
> Internazionale	39
> Energie Rinnovabili.....	44
> Altro, elisioni e rettifiche	48
Fatti di rilievo del terzo trimestre del 2013	50
Scenario di riferimento	56
> Andamento dei principali indicatori di mercato.....	56
> I mercati dell'energia elettrica	57
> I mercati del gas naturale.....	60
Aspetti normativi e tariffari	61
Prevedibile evoluzione della gestione.....	72

Situazione contabile Consolidata

Conto economico consolidato sintetico	74
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	75
Situazione patrimoniale consolidata sintetica	76
Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato	77
Rendiconto finanziario consolidato sintetico	78
Gestione economica, patrimoniale e finanziaria	79
Altre informazioni	95
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo.....	99
Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	100

La nostra missione

In Enel abbiamo la missione di generare e distribuire valore nel mercato internazionale dell'energia, a vantaggio delle esigenze dei clienti, dell'investimento degli azionisti, della competitività dei Paesi in cui operiamo e delle aspettative di tutti quelli che lavorano con noi. Enel opera al servizio delle comunità, nel rispetto dell'ambiente e della sicurezza delle persone, con l'impegno di assicurare alle prossime generazioni un mondo migliore.

Enel nel mondo



Modello organizzativo di Enel

A partire dal mese di febbraio 2012, il Gruppo ha adottato un modello operativo basato sul seguente assetto organizzativo:

- > Funzioni di *Holding*, responsabili di guidare e controllare le attività strategiche per l'intero Gruppo;
- > Funzioni di *Global Service*, con la responsabilità di fornire servizi per il Gruppo massimizzando le sinergie e le economie di scala;
- > Linee di *business*, rappresentate da sei Divisioni, a cui si affiancano le Funzioni **Upstream Gas** (che persegue un'integrazione verticale selettiva che aumenti la competitività, la sicurezza e la flessibilità degli approvvigionamenti strategici a copertura del fabbisogno di gas di Enel) e **Carbon Strategy** (operante nei mercati mondiali dei titoli di CO₂).

Con riguardo alle Divisioni, sono di seguito evidenziate le attività effettuate da ciascuna di esse.

La **Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia** opera attraverso:

- > la produzione e vendita di energia elettrica:
 - da generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio italiano (tramite Enel Produzione, Hydro Dolomiti Enel, SE Hydro Power, SF Energy e ENergy Hydro Piave) ed in Belgio con l'impianto termoelettrico di Marcinelle gestito, tramite un *tolling agreement*, da Enel Trade;
 - da *trading* sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, Enel Trade Romania, Enel Trade d.o.o. (Croazia) e Enel Trade Serbia;
- > l'approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo e la vendita di prodotti energetici, tra cui il gas naturale a clienti "distributori", tramite Enel Trade;
- > lo sviluppo di impianti di rigassificazione (Nuove Energie) e stoccaggio (Enel Stoccaggi) di gas naturale;
- > le attività commerciali in Italia con l'obiettivo di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi per il mercato finale dell'energia elettrica e del gas. In particolare, si occupa della vendita di energia elettrica sul mercato regolato (Enel Servizio Elettrico) e della vendita di energia elettrica sul mercato libero e della vendita di gas naturale alla clientela finale (Enel Energia). A tali attività si è aggiunta, a partire dal 1° luglio 2013 ed a seguito dell'acquisizione dalla Divisione Energie Rinnovabili di Enel.si, l'attività di impiantistica e *franchising* in Italia.

Alla **Divisione Infrastrutture e Reti** è prevalentemente demandata la gestione della distribuzione di energia elettrica (Enel Distribuzione) e dell'illuminazione pubblica e artistica (Enel Sole), entrambe in Italia.

La **Divisione Iberia e America Latina** ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le attività del Gruppo Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina. In particolare, le aree geografiche in cui la Divisione opera sono le seguenti:

- > Europa, con attività di generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica e di vendita di gas naturale in Spagna e Portogallo;
- > America Latina, con attività di generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica in Cile, Brasile, Perù, Argentina e Colombia.

La **Divisione Internazionale** supporta la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel, consolidando la gestione e integrazione delle attività estere non rientranti nei mercati iberico e latinoamericano, monitorando e sviluppando le opportunità di *business* che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e dei combustibili. Le principali aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Europa centrale, con attività di vendita di energia elettrica in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne) e Belgio (Marcinelle Energie);
- > Europa sud-orientale, con attività di sviluppo di capacità di generazione (Enel Productie) e di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto in Romania (Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea, Enel Energie, Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia, Enel Romania ed Enel Servicii Comune);
- > Russia, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergySbyt), generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus).

La **Divisione Energie Rinnovabili** ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione in coerenza con le strategie del Gruppo Enel. Le aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Italia e resto d'Europa, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari in Italia (Enel Green Power e altre società minori), Grecia (Enel Green Power Hellas), Francia (Enel Green Power France), Romania (Enel Green Power Romania) e Bulgaria (Enel Green Power Bulgaria);
- > Iberia e America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo (Enel Green Power España) e in America Latina;
- > Nord America, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel Green Power North America).

La **Divisione Ingegneria e Ricerca** (già Ingegneria e Innovazione) ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione (convenzionale e nucleare) garantendo il conseguimento della qualità, nel rispetto dei tempi e degli obiettivi economici. Inoltre, si occupa di gestire le attività di ricerca individuate nel processo di gestione dell'innovazione, con un *focus* sulla ricerca strategica e sullo *scouting* tecnologico.

Nella presente Resoconto intermedio di gestione, i risultati per settore di attività sono commentati seguendo l'assetto organizzativo operativo sopra descritto e tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "*management approach*". In tale contesto, i risultati della Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia sono rappresentati separatamente tra quanto attribuibile all'attività di generazione ed *energy management* rispetto a quanto attribuibile all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica nel mercato italiano, in linea con quanto esposto nei periodi precedenti e secondo la modalità in cui sono articolati i *report* interni al *top management*. Inoltre, si è anche tenuto conto della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal medesimo principio contabile internazionale e, pertanto, la voce "Altro, elisioni e rettifiche", oltre ad includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici intersettoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA, all'Area "Servizi e Altre attività", alla Divisione "Ingegneria e Ricerca", nonché alle attività della Funzione Upstream Gas.

Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2013 è stato redatto in osservanza a quanto disposto dall'art. 154 ter, comma 5, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 ed in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IASs e *International Financial Reporting Standards* - IFRSs) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) ed alle interpretazioni emesse dall'*IFRS Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura del periodo.

Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili ed i criteri di valutazione applicati nella redazione del presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2013, non sottoposto a revisione legale, sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione. Si evidenzia, inoltre, che dal 1° gennaio 2013 sono divenuti applicabili i seguenti principi contabili internazionali, le seguenti modifiche ai principi esistenti, nonché la seguente interpretazione:

- > "Modifiche allo IAS 1 - Esposizione nel bilancio delle voci delle altre componenti di conto economico complessivo". La modifica al principio dispone che, nella sezione delle altre componenti di conto economico complessivo (OCI), si debbano distinguere gli elementi che in futuro saranno riclassificati a conto economico (c.d. "*recycling*"), da quelli che non saranno riclassificati a conto economico.
L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti significativi nel presente Resoconto.
- > "IAS 19 – Benefici per i dipendenti". Sostituisce la versione dello IAS 19 applicata fino alla redazione del bilancio relativo all'esercizio 2012. La modifica più significativa apportata al principio riguarda l'obbligo di rilevare tutti gli utili/perdite attuariali nell'ambito degli OCI, con conseguente eliminazione del c.d. *corridor approach*. La nuova versione del principio, inoltre, introduce regole più stringenti per la presentazione dei dati in bilancio, disaggregando il costo in tre componenti (i.e. *service cost*, interesse netto sulla passività/attività netta per piani a benefici definiti; rimisurazioni della passività/attività netta per piani a benefici definiti); introduce il calcolo degli interessi attivi in sostituzione del rendimento atteso sulle attività a servizio del piano; non consente più di differire la rilevazione contabile a conto economico del *past service cost*; amplia l'informativa da presentare in bilancio; introduce regole più dettagliate per la rilevazione dei *termination benefit*.
Gli effetti derivanti dall'applicazione, su base retroattiva, di tale principio nel presente Resoconto sono illustrati nel successivo paragrafo "*Restatement* dei dati economici e patrimoniali".
- > "IFRS 13 – Valutazione del *fair value*". Rappresenta un *framework* trasversale cui fare riferimento ogni qualvolta altri principi contabili richiedono o permettono l'applicazione del criterio del *fair value*. Il principio fornisce una guida su come determinare il *fair value* introducendo, inoltre, specifici requisiti di informativa.

L'applicazione, su base prospettica, di tale principio non ha comportato impatti significativi nel presente Resoconto.

- > "Modifiche all'IFRS 7 – Compensazione di attività e passività finanziarie". La modifica richiede di ampliare l'informativa in materia di compensazione di attività e passività finanziarie, al fine di consentire agli utilizzatori dei bilanci di valutare gli effetti, anche potenziali, sulla posizione finanziaria della società dei contratti di *netting* (inclusi i diritti di compensazione associati ad attività o passività rilevate in bilancio).
In linea con quanto chiarito dallo IASB nel mese di aprile 2013, l'informativa richiesta dalle modifiche in esame non è stata presentata nel presente Resoconto.
- > "Modifiche allo IAS 12 - Fiscalità differita: recupero delle attività sottostanti". La modifica introduce un'agevolazione nella rilevazione contabile delle imposte differite sulla base delle modalità con cui il valore contabile delle attività sottostanti verrà recuperato. Tale agevolazione è riferita agli ordinamenti in cui sono previste aliquote differenziate a seconda che la società decida di vendere piuttosto che utilizzare nel proprio ciclo operativo tali attività.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti nel presente Resoconto.

- > "Ciclo annuale di miglioramenti annuali agli IFRS 2009-2011". Si riferiscono a modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti la cui applicazione retroattiva non ha comportato impatti nel presente Resoconto. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - IAS 1 – Presentazione del bilancio; la modifica chiarisce come debba essere presentata in bilancio l'informativa comparativa e specifica che la società può decidere volontariamente di presentare informativa comparativa aggiuntiva. In particolare, precisa che una società deve presentare un terzo prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria all'inizio dell'esercizio precedente in aggiunta ai prospetti informativi comparativi minimi richiesti se:
 - applica retroattivamente un principio contabile, ridetermina retroattivamente voci del proprio bilancio o riclassifica alcune voci del proprio bilancio, e
 - l'applicazione retroattiva, la rideterminazione retroattiva o la riclassifica hanno un impatto significativo sull'informativa riportata nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria all'inizio dell'esercizio precedente.Quando una società riclassifica gli importi comparativi, deve indicare (incluso all'inizio dell'esercizio precedente) la natura della riclassifica, l'importo di ogni voce riclassificata ed i motivi della riclassifica.
 - IAS 16 – Immobili, impianti e macchinari; la modifica chiarisce che se i pezzi di ricambio e le attrezzature soddisfano i requisiti per essere classificati come "immobili, impianti e macchinari" devono essere rilevati e valutati secondo lo IAS 16, altrimenti devono essere rilevati e valutati come rimanenze.
 - IAS 32 – Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio e informazioni integrative; la modifica dispone che le imposte sul reddito correlate alle distribuzioni ai possessori di strumenti rappresentativi di capitale e quelle correlate ai costi di transazione relativi ad operazioni sul capitale devono essere contabilizzate secondo le disposizioni dello IAS 12.
 - IAS 34 – Bilanci intermedi; la modifica dispone che, nei bilanci intermedi, debba essere indicato il totale delle attività e delle passività di uno specifico settore solo se tale dato è regolarmente fornito al più alto livello decisionale operativo e se lo stesso ha subito una variazione significativa rispetto all'ultimo bilancio annuale presentato.

- “IFRIC 20 – Costi di sbancamento nella fase di produzione di una miniera a cielo aperto”.
L’interpretazione dispone il trattamento contabile da applicare ai costi sostenuti durante la fase di produzione per la rimozione di materiale di scarto dalle miniere, chiarendo quando possono essere rilevati come un’attività.
L’applicazione, su base prospettica, di tale interpretazione non ha comportato impatti nel presente Resoconto.

Restatement dei dati economici e patrimoniali

A seguito dell’applicazione a partire dal 1° gennaio 2013, con efficacia retrospettiva, della nuova versione del principio contabile internazionale IAS 19R – Benefici per i dipendenti, le voci patrimoniali del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 e le voci economiche del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2012 inerenti la contabilizzazione dei benefici rientranti nell’applicazione di tale principio, sono state rideterminate (*restated*) e ripresentate ai soli fini comparativi. In particolare:

- > non essendo più applicabile il c.d. *corridor approach*, tutti gli utili e perdite attuariali sono rilevati direttamente a patrimonio netto. Pertanto, è stata eliminata dal conto economico la quota di ammortamento, pari a 45 milioni di euro, dei primi nove mesi del 2012 (15 milioni di euro nel terzo trimestre 2012) relativa all’eccedenza dal *corridor* quantificata in occasione delle valutazioni effettuate al 31 dicembre 2011 e sono stati iscritti a patrimonio netto di Gruppo gli utili e le perdite attuariali non rilevati in precedenza in applicazione del *corridor approach*, con conseguente rettifica delle rispettive passività per benefici ai dipendenti e delle attività nette a servizio dei programmi del personale iscritte nello stato patrimoniale, al netto degli effetti fiscali teorici e delle quote di pertinenza di terzi;
- > non essendo più consentito il differimento lungo la vita utile dei piani della rilevazione contabile a conto economico del *past service cost*, la quota di costo relativa a prestazioni di lavoro passate non ancora rilevata, è stata iscritta interamente nel patrimonio netto di Gruppo, al netto degli effetti fiscali teorici e delle quote di pertinenza di terzi, con contropartita la relativa passività per benefici ai dipendenti. In particolare, tale ultima voce è stata rideterminata al 1° gennaio 2013 anche per tenere conto del *past service cost* non rilevato, pari a 931 milioni di euro, associato al piano di accompagnamento graduale al pensionamento emesso in Italia alla fine del 2012;
- > in applicazione del nuovo principio, vengono rilevati gli interessi attivi sulle attività a servizio del piano in sostituzione del rendimento atteso ad esse relativo. L’effetto di tale modifica è non materiale (circa 3 milioni di euro), pertanto non si è proceduto a rettificare i saldi contabili presentati nel conto economico dei primi nove mesi del 2012.

Inoltre, a fine 2012 il Gruppo ha adottato un nuovo criterio di contabilizzazione dei certificati di efficienza energetica (TEE) che ha comportato la rilevazione a conto economico dell’onere complessivo per l’adempimento dell’obbligo di efficienza energetica nel periodo contabile di riferimento della *compliance*, accertando l’eventuale onere relativo ai certificati non disponibili alla fine del periodo stesso (cosiddetto “*deficit*”). Anche in tal caso, le voci economiche del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2012 sono state riesposte a meri fini comparativi per tener conto dell’applicazione del nuovo criterio. Infine, per effetto delle allocazioni definitive del prezzo di acquisizione della *pipeline* Kafireas e di Stipa Nayaa, società operanti nell’ambito della Divisione Energie Rinnovabili, conclusesi successivamente al 31

dicembre 2012 sono stati rideterminati i dati patrimoniali a tale data rispetto a quelli precedentemente presentati nel Bilancio Consolidato alla medesima data.

Nelle tabelle seguenti sono evidenziate le variazioni agli schemi di Stato patrimoniale e Conto economico consolidato a fronte di tali sopracitate modifiche, inclusive degli effetti fiscali ad esse relative. Gli effetti sul Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio e sul Rendiconto finanziario consolidato si limitano invece a talune riclassifiche tra le diverse componenti, in linea con quanto evidenziato nei prospetti di Stato patrimoniale e Conto economico.

Milioni di euro	Primi nove mesi			2012 restated
	2012	Effetto IAS 19R	Nuova <i>policy</i> TEE	
Totale ricavi	61.899	-	-	61.899
Totale costi	49.336	(45)	70	49.361
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	198	-	-	198
MARGINE OPERATIVO LORDO	12.761	45	(70)	12.736
Ammortamenti e perdite di valore	4.561	-	(11)	4.550
RISULTATO OPERATIVO	8.200	45	(59)	8.186
Proventi finanziari	1.940	-	-	1.940
Oneri finanziari	4.266	-	-	4.266
Totale proventi / (oneri) finanziari	(2.326)	-	-	(2.326)
Quota dei proventi / (oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	65	-	-	65
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	5.939	45	(59)	5.925
Imposte	2.310	15	(16)	2.309
Risultato delle <i>continuing operations</i>	3.629	30	(43)	3.616
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-
RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e terzi)	3.629	30	(43)	3.616
Quota di interessenza del Gruppo	2.808	19	(43)	2.784
Quota di interessenza di terzi	821	11	-	832

Milioni di euro

	al 31.12. 2012	Effetto IAS 19R	PPA Divisione Energie Rinn.	al 31.12 2012 <i>restated</i>
ATTIVITÀ				
Attività non correnti				
- Attività materiali e immateriali	103.319	-	69	103.388
- Avviamento	15.963	-	(45)	15.918
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.115	-	-	1.115
- Altre attività non correnti	12.720	414	-	13.134
Totale	133.117	414	24	133.555
Attività correnti				
- Rimanenze	3.338	-	-	3.338
- Crediti commerciali	11.719	-	-	11.719
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.891	-	-	9.891
- Altre attività correnti	13.274	-	-	13.274
Totale	38.222	-	-	38.222
Attività possedute per la vendita	317	-	-	317
TOTALE ATTIVITÀ	171.656	414	24	172.094
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ				
- Patrimonio netto di Gruppo	36.771	(996)	-	35.775
- Interessenze di terzi	16.387	(84)	9	16.312
Totale patrimonio netto	53.158	(1.080)	9	52.087
Passività non correnti				
- Finanziamenti a lungo termine	55.959	-	-	55.959
- Fondi diversi e passività per imposte differite	23.464	1.494	15	24.973
- Altre passività non correnti	3.704	-	-	3.704
Totale	83.127	1.494	15	84.636
Passività correnti				
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	8.027	-	-	8.027
- Debiti commerciali	13.903	-	-	13.903
- Altre passività correnti	13.433	-	-	13.433
Totale	35.363	-	-	35.363
Passività possedute per la vendita	8	-	-	8
TOTALE PASSIVITÀ	118.498	1.494	15	120.007
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	171.656	414	24	172.094

Nelle tabelle seguenti sono evidenziati per area di attività gli effetti del sopra citato *restatement*, limitatamente al *margin operativo lordo* e al *risultato operativo* del terzo trimestre e dei primi nove mesi 2012.

Margine operativo lordo

3° trimestre 2012	Effetto IAS19R	Nuova policy TEE	3° trimestre 2012 <i>restated</i>	Milioni di euro	Primi nove mesi 2012	Effetto IAS19R	Nuova policy TEE	Primi nove mesi 2012 <i>restated</i>
166	-	-	166	Mercato	494	-	-	494
334	-	-	334	Generazione ed Energy Management	1.028	-	-	1.028
1.362	-	(73)	1.289	Infrastrutture e Reti	3.335	(1)	(70)	3.264
1.945	15	-	1.960	Iberia e America Latina	5.589	45	-	5.634
347	-	-	347	Internazionale	1.104	1	-	1.105
317	-	-	317	Energie Rinnovabili	1.124	-	-	1.124
8	-	-	8	Altro, elisioni e rettifiche	87	-	-	87
4.479	15	(73)	4.421	Totale	12.761	45	(70)	12.736

Risultato operativo

3° trimestre 2012	Effetto IAS19R	Nuova policy TEE	3° trimestre 2012 <i>restated</i>	Milioni di euro	Primi nove mesi 2012	Effetto IAS19R	Nuova policy TEE	Primi nove mesi 2012 <i>restated</i>
35	-	-	35	Mercato	161	-	-	161
176	-	-	176	Generazione ed Energy Management	561	-	-	561
1.054	-	(73)	981	Infrastrutture e Reti	2.556	(1)	(59)	2.496
1.189	15	-	1.204	Iberia e America Latina	3.334	45	-	3.379
230	-	-	230	Internazionale	825	1	-	826
194	-	-	194	Energie Rinnovabili	764	-	-	764
(19)	-	-	(19)	Altro, elisioni e rettifiche	(1)	-	-	(1)
2.859	15	(73)	2.801	Totale	8.200	45	(59)	8.186

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2013. Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" ad esclusione:

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Titoli detenuti sino a scadenza (*Held to Maturity*)", degli "Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al *fair value* con imputazione a Conto economico (*Fair value Through Profit or Loss*)", dei "Titoli disponibili per la vendita (*Available For Sale*)", dei "Crediti finanziari diversi";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri futuri";
- > delle "Passività per imposte differite".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" ad esclusione:

- > della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per anticipazioni di *factoring*", dei "Titoli", dei "Crediti finanziari e *cash collateral*"; degli "Altri crediti finanziari";
- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività possedute per la vendita".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei fondi non precedentemente considerati, delle "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate", nonché delle "Attività nette possedute per la vendita".

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferiti, dai "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale. Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le

disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 settembre 2013, rispetto a quella del 30 settembre 2012 e del 31 dicembre 2012, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

2012

- > acquisizione, in data 13 gennaio 2012, dell'ulteriore 49% di Rocky Ridge Wind Project, società già controllata (e consolidata integralmente) in virtù del possesso del 51% delle quote;
- > acquisizione, in data 14 febbraio 2012, del restante 50% di Enel Stoccaggi, società nella quale il Gruppo già deteneva una quota azionaria del 50%. A partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale (precedentemente consolidata con il metodo proporzionale in virtù del controllo congiunto);
- > acquisizione, in data 27 giugno 2012, dell'ulteriore 50% del capitale sociale di alcune società della *pipeline* eolica greca Kafireas, precedentemente incluse in "Elica 2" e consolidate con il metodo del patrimonio netto in base alla quota azionaria detenuta (30%); pertanto, a partire da tale data, le società sono consolidate con il metodo integrale;
- > acquisizione, in data 28 giugno 2012, del 100% di Stipa Nayaa, società messicana operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica;
- > cessione, in data 2 agosto 2012, dell'intero capitale di Water & Industrial Services Company (Wisco), operante nella depurazione delle acque reflue in Italia;
- > cessione, in data 9 ottobre 2012, dell'intero capitale di Endesa Ireland, società operante nella produzione di energia elettrica;
- > acquisizione, in data 12 ottobre 2012, dell'ulteriore 58% di Trade Wind Energy, società nella quale il Gruppo deteneva una quota azionaria del 42%; conseguentemente a tale acquisizione, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 21 dicembre 2012, del 99,9% di Eólica Zopiloapan, società messicana operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica.

2013

- > acquisizione, in data 22 marzo 2013, del 100% di Parque Eólico Talinay Oriente, società operante nella generazione da fonte eolica in Cile;
- > acquisizione, in data 26 marzo 2013, del 50% di PowerCrop, società operante nella generazione da biomasse; considerato il controllo congiunto della società con altro operatore, la società è consolidata con il metodo proporzionale;
- > cessione, in data 8 aprile 2013, del 51% di Buffalo Dunes Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti;
- > acquisizione, in data 22 maggio 2013, del 26% delle due società Chisholm View Wind Project e Prairie Rose Wind, entrambe operanti nella generazione eolica negli Stati Uniti e nelle quali il Gruppo deteneva una percentuale del 49%; pertanto, le due società non sono più consolidate con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;

- > acquisizione, in data 9 agosto 2013, del 70% del capitale di Domus Energia (oggi Enel Green Power Finale Emilia), società operante nella generazione da biomasse.

Si segnala che i dati patrimoniali al 30 settembre 2013 escludono (ove non diversamente indicato) i valori relativi alle attività e alle passività possedute per la vendita, concernenti essenzialmente le società Marcinelle Energie ed Artic Russia (e la quota detenuta da quest'ultima in Severenergia), la partecipazione di minoranza in Enel Rete Gas e altre minori che, in base allo stato di avanzamento delle trattative per le loro cessioni a soggetti terzi, ricadono nell'applicazione dell'IFRS 5.

Sintesi dei risultati

Dati economici, patrimoniali e finanziari

3° trimestre		Milioni di euro	Primi nove mesi	
2013	2012		2013	2012 <i>restated</i>
18.992	21.207	Ricavi	59.149	61.899
3.894	4.421	Margine operativo lordo	12.187	12.736
2.310	2.801	Risultato operativo	7.478	8.186
970	1.202	Risultato netto del Gruppo e dei terzi	3.453	3.616
655	949	Risultato netto del Gruppo	2.335	2.784
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,25	0,30
		Capitale investito netto	97.007	95.035 ⁽¹⁾
		Indebitamento finanziario netto	43.990	42.948 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto (incluse quote dei terzi)	53.017	52.087 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,79	3,80 ⁽¹⁾
		Cash flow da attività operativa	2.499	5.038
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.701	4.377

(1) Dati al 31 dicembre 2012.

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2013 sono pari a 59.149 milioni di euro con un decremento di 2.750 milioni di euro (-4,4%) rispetto all'analogo periodo del 2012, di cui 766 milioni di euro da attribuire alla variazione dei tassi medi di cambio delle varie valute locali in cui il Gruppo opera differenti dall'euro. Il decremento è sostanzialmente riferibile ai minori ricavi da vendita di energia elettrica, solo parzialmente compensati da maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica e da vendita di combustibili. A tali fattori si aggiunge il riconoscimento, avvenuto nel terzo trimestre 2012, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana del diritto al rimborso degli oneri sostenuti dal Gruppo a seguito della soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE) per 615 milioni di euro (riferibile alla Divisione Infrastrutture e Reti), parzialmente compensato dalla rilevazione, nei primi nove mesi del 2013, di un contributo governativo, pari a 291 milioni di euro, concesso dalle autorità argentine con la *Resolución* n. 250/13 alla società di distribuzione Edesur (Divisione Iberia e America Latina).

Milioni di euro		Primi nove mesi		
	2013	2012 restated	Variazioni	
Mercato	12.687	13.860	(1.173)	-8,5%
Generazione ed Energy Management	17.605	17.222	383	2,2%
Infrastrutture e Reti	5.597	6.082	(485)	-8,0%
Iberia e America Latina	23.280	25.140	(1.860)	-7,4%
Internazionale	5.682	6.324	(642)	-10,2%
Energie Rinnovabili	2.093	1.924	169	8,8%
Altro, elisioni e rettifiche	(7.795)	(8.653)	858	9,9%
Totale	59.149	61.899	(2.750)	-4,4 %

Il **marginale operativo lordo**, pari a 12.187 milioni di euro, evidenzia un decremento di 549 milioni di euro (-4,3%) rispetto ai primi nove mesi del 2012. Isolando da tale variazione l'effetto dell'oscillazione dei tassi medi di cambio delle valute locali rispetto all'euro (-242 milioni di euro) e dei sopracitati contributi e rimborsi, il margine operativo lordo si mantiene essenzialmente invariato rispetto all'analogo periodo del 2012, in quanto la riduzione del margine di generazione da fonte convenzionale in Italia e all'estero è stata sostanzialmente bilanciata dal miglioramento del margine da generazione da fonti rinnovabili e di quello su vendite di energia elettrica e gas ai clienti finali. Si evidenzia che il margine operativo lordo dei primi nove mesi del 2013 include l'onere rilevato a fronte degli accordi sindacali aziendali attuativi delle disposizioni previste dall'articolo 4, commi 1-7^{ter} della Legge n. 92/12, neutralizzato dall'effetto generato dalla cessazione, disposta nel terzo trimestre 2013, del Piano di accompagnamento graduale al pensionamento, emesso alla fine del 2012.

Milioni di euro		Primi nove mesi		
	2013	2012 restated	Variazioni	
Mercato	678	494	184	37,2%
Generazione ed Energy Management	964	1.028	(64)	-6,2%
Infrastrutture e Reti	2.897	3.264	(367)	-11,2%
Iberia e America Latina	5.325	5.634	(309)	-5,5%
Internazionale	903	1.105	(202)	-18,3%
Energie Rinnovabili	1.311	1.124	187	16,6%
Altro, elisioni e rettifiche	109	87	22	25,3%
Totale	12.187	12.736	(549)	-4,3 %

Il **risultato operativo** ammonta a 7.478 milioni di euro, in diminuzione di 708 milioni di euro (-8,6%) rispetto all'analogo periodo del 2012, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 159 milioni di euro.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2013	2012 <i>restated</i>	Variazioni	
Mercato	272	161	111	68,9%
Generazione ed Energy Management	579	561	18	3,2%
Infrastrutture e Reti	2.173	2.496	(323)	-12,9%
Iberia e America Latina	3.105	3.379	(274)	-8,1%
Internazionale	471	826	(355)	-43,0%
Energie Rinnovabili	848	764	84	11,0%
Altro, elisioni e rettifiche	30	(1)	31	-
Totale	7.478	8.186	(708)	-8,6 %

Il **risultato netto del Gruppo** dei primi nove mesi del 2013 ammonta a 2.335 milioni di euro rispetto ai 2.784 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (-16,1%). In particolare, gli effetti derivanti dalla sopracitata riduzione del risultato operativo e dall'incremento della quota di risultato attribuibile alle interessenze di terzi sono infatti solo parzialmente compensati dalla riduzione degli oneri finanziari netti, che includevano nei primi nove mesi del 2012, la plusvalenza derivante dalla cessione della quota del 5,1% del capitale sociale di Terna (185 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto**, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita, si attesta a 43.990 milioni di euro al 30 settembre 2013, in aumento di 1.042 milioni di euro rispetto ai 42.948 milioni di euro del 31 dicembre 2012. In particolare, il fabbisogno generato dalla gestione ordinaria, dagli investimenti del periodo, e dai dividendi erogati è stato compensato dagli effetti positivi derivanti dall'aumento di capitale della controllata cilena Enersis.

Gli **investimenti** ammontano a 3.701 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013, con un decremento di 676 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2012. Il calo è conseguenza della politica di ottimizzazione degli investimenti adottata dal Gruppo e si rileva in tutte le Divisioni ad eccezione della Divisione Energie Rinnovabili.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2013	2012	Variazioni	
Mercato	50	53	(3)	-5,7%
Generazione ed Energy Management	158	232	(74)	-31,9%
Infrastrutture e Reti	723	1.011	(288)	-28,5%
Iberia e America Latina ⁽¹⁾	1.305	1.472	(167)	-11,3%
Internazionale	593	794	(201)	-25,3%
Energie Rinnovabili ⁽²⁾	831	714	117	16,4%
Altro, elisioni e rettifiche ⁽³⁾	41	101	(60)	-59,4%
Totale	3.701	4.377	(676)	-15,4 %

(1) Il dato dei primi nove mesi del 2012 non include 73 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato dei primi nove mesi del 2013 non include 1 milione di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato dei primi nove mesi del 2012 non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

3° trimestre						Primi nove mesi						
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale		Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
2013			2012				2013			2012		
19,2	56,4	75,6	19,3	56,8	76,1	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	55,3	158,6	213,9	57,4	167,0	224,4
58,6	45,1	103,7	62,5	45,2	107,7	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	171,9	130,6	302,5	180,7	132,6	313,3
23,8	51,4	75,2	27,8	54,3	82,1	Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	69,6	151,9	221,5	77,8	160,8	238,6
0,3	0,9	1,2	0,4	0,9	1,3	Vendite di gas alla clientela finale (Miliardi di m³)	2,9	3,2	6,1	3,0	3,2	6,2
Dipendenti a fine del periodo (n.) ⁽²⁾							35.368	37.375	72.743	36.205	37.497	73.702 ⁽³⁾

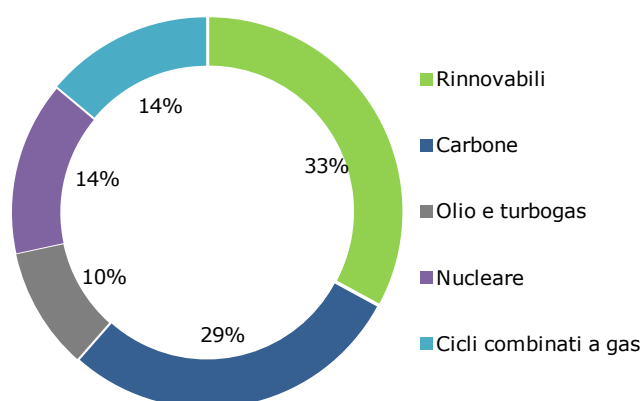
(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Include 37 unità riferite alle attività classificate come "possedute per la vendita", sia al 30 settembre 2013, sia al 31 dicembre 2012.

(3) Al 31 dicembre 2012.

L'**energia netta prodotta da Enel** è in diminuzione nei primi nove mesi del 2013 di 10,5 TWh (-4,7%) con un calo rilevato sia nel territorio italiano (-2,1 TWh), sia all'estero (-8,4 TWh). In particolare, si segnala il forte decremento rilevato nella generazione termoelettrica convenzionale (-17,0 TWh, pari al -13,1%) e nucleare (-0,9 TWh, pari al -2,8%), da addebitare principalmente al calo della domanda in alcuni dei mercati principali in cui Enel opera ed al maggior peso acquisito dalle fonti rinnovabili nel *mix* di generazione in tali mercati. In particolare, l'incremento della generazione da fonte idroelettrica (+5,2 TWh, pari al +10%) è da riferire sostanzialmente alle favorevoli condizioni di idraulicità, mentre l'aumento della produzione di energia da fonte eolica (+2,2 TWh, pari a +35%) è connessa prevalentemente all'entrata in esercizio di alcuni impianti della Divisione Energie Rinnovabili. Si segnala che circa il 33% dell'energia prodotta da Enel nei primi nove mesi del 2013 è da fonte rinnovabile (circa 28% nei primi nove mesi del 2012).

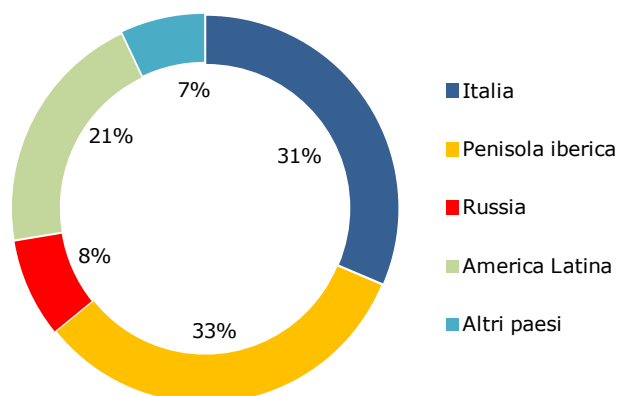
Energia elettrica netta prodotta per fonte (primi nove mesi del 2013)



L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** nei primi nove mesi del 2013 è pari a 302,5 TWh, in calo di 10,8 TWh (-3,4%), risentendo sostanzialmente del calo della domanda di energia elettrica in Italia e Spagna, solo parzialmente compensato dall'incremento dell'energia elettrica trasportata in America Latina.

L'**energia venduta da Enel** registra nei primi nove mesi del 2013 un calo di 17,1 TWh (-7,2%). In particolare, il decremento risente prevalentemente delle minori vendite realizzate in Italia (-8,2 TWh) e Spagna (-5,5 TWh), conseguenti al calo della domanda, ed in Francia (-3,8 TWh), connesse alla riduzione dei volumi di capacità disponibili in seguito all'uscita del Gruppo Enel dal progetto Flamanville3, avvenuta a fine 2012. Tali effetti negativi sono solo parzialmente compensati dalle maggiori vendite effettuate in America Latina (+1,3 TWh), particolarmente concentrate in Brasile e Cile.

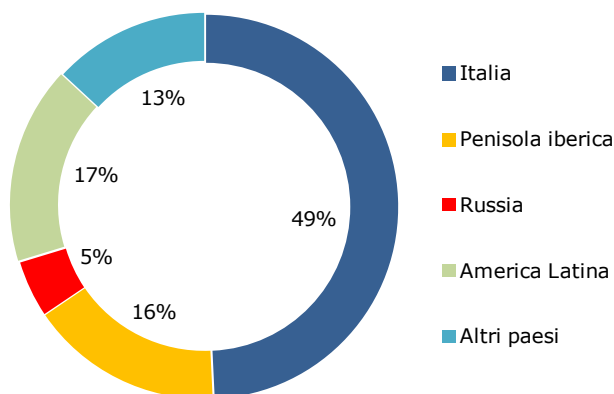
Energia elettrica venduta per area geografica (primi nove mesi del 2013)



Il **gas venduto** nei primi nove mesi del 2013 è pari a 6,1 miliardi di metri cubi, sostanzialmente in linea con quanto venduto nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 settembre 2013 è pari a 72.743 dipendenti, di cui circa il 51% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione, pari a 959 unità, è sostanzialmente riferibile al saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (-986 unità), solo parzialmente compensato dall'effetto della variazione di perimetro (+27 unità) relativa all'acquisizione del 50% di PowerCrop. In particolare, con riferimento alle cessazioni del periodo si segnala che, a partire dal mese di settembre 2013, è stato avviato dalle principali società italiane un procedimento di esodo incentivato avvalendosi delle disposizioni previste dall'articolo 4, commi 1-7ter, della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero").

Dipendenti per area geografica (al 30 settembre 2013)



Risultati per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le *performance* del Gruppo nei due periodi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato dal Gruppo citato in precedenza.

Risultati per area di attività del terzo trimestre 2013 e 2012

Terzo trimestre 2013 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Inf. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	3.872	4.440	807	7.632	1.713	520	8	18.992
Ricavi intersettoriali	103	1.013	1.006	12	152	71	(2.357)	-
Totale ricavi	3.975	5.453	1.813	7.644	1.865	591	(2.349)	18.992
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(23)	(101)	-	(9)	8	2	-	(123)
Margine operativo lordo	201	297	931	1.711	338	338	78	3.894
Ammortamenti e perdite di valore	119	136	237	782	129	157	24	1.584
Risultato operativo	82	161	694	929	209	181	54	2.310

Terzo trimestre 2012 ⁽¹⁾⁽²⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	4.396	4.652	1.157	8.628	1.886	463	25	21.207
Ricavi intersettoriali	56	1.266	1.141	17	165	129	(2.774)	-
Totale ricavi	4.452	5.918	2.298	8.645	2.051	592	(2.749)	21.207
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	37	79	-	(16)	10	(8)	-	102
Margine operativo lordo	166	334	1.289	1.960	347	317	8	4.421
Ammortamenti e perdite di valore	131	158	308	756	117	123	27	1.620
Risultato operativo	35	176	981	1.204	230	194	(19)	2.801

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del trattamento contabile dei "Benefici ai dipendenti - IAS 19R", nonché della *policy* contabile utilizzata per i Titoli di Efficienza Energetica.

Risultati per area di attività dei primi nove mesi del 2013 e del 2012

Primi nove mesi 2013 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	12.507	13.861	2.548	23.233	5.213	1.746	41	59.149
Ricavi intersettoriali	180	3.744	3.049	47	469	347	(7.836)	-
Totale ricavi	12.687	17.605	5.597	23.280	5.682	2.093	(7.795)	59.149
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(72)	(145)	-	(187)	4	22	-	(378)
Margine operativo lordo	678	964	2.897	5.325	903	1.311	109	12.187
Ammort. e perdite di valore	406	385	724	2.220	432	463	79	4.709
Risultato operativo	272	579	2.173	3.105	471	848	30	7.478
Investimenti	50	158	723	1.305	593	831 ⁽²⁾	41	3.701

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Il dato non include 1 milione di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primi nove mesi 2012 ⁽¹⁾⁽²⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	13.728	12.843	2.810	25.062	5.828	1.549	79	61.899
Ricavi intersettoriali	132	4.379	3.272	78	496	375	(8.732)	-
Totale ricavi	13.860	17.222	6.082	25.140	6.324	1.924	(8.653)	61.899
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	57	152	-	(60)	64	(15)	-	198
Margine operativo lordo	494	1.028	3.264	5.634	1.105	1.124	87	12.736
Ammortamenti e perdite di valore	333	467	768	2.255	279	360	88	4.550
Risultato operativo	161	561	2.496	3.379	826	764	(1)	8.186
Investimenti	53	232	1.011	1.472 ⁽³⁾	794	714	101 ⁽⁴⁾	4.377

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del trattamento contabile dei "Benefici ai dipendenti - IAS 19R", nonché della *policy* contabile utilizzata per i Titoli di Efficienza Energetica.

(3) Il dato non include 73 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Mercato

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni			2013	2012	Variazioni	
	Mercato libero:							
6.700	6.931	(231)	-3,3%	- clienti <i>mass market</i>	19.353	19.717	(364)	-1,8%
2.430	3.434	(1.004)	-29,2%	- clienti <i>business</i> ⁽¹⁾	6.982	10.231	(3.249)	-31,8%
471	561	(90)	-16,0%	- clienti in regime di salvaguardia	1.397	1.556	(159)	-10,2%
9.601	10.926	(1.325)	-12,1%	Totale mercato libero	27.732	31.504	(3.772)	-12,0%
14.012	16.699	(2.687)	-16,1%	Mercato regolato (clienti in regime di maggior tutela)	41.459	45.924	(4.465)	-9,7%
23.613	27.625	(4.012)	-14,5%	TOTALE	69.191	77.428	(8.237)	-10,6%

(1) Forniture a clienti "large" ed energivori (consumi annui maggiori di 1 GWh).

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2013 è pari a 69.191 milioni di kWh (23.613 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013), in diminuzione di 8.237 milioni di kWh (-4.012 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare tale decremento, comune a tutte le tipologie di clientela, riflette sia il peggioramento del quadro macroeconomico in Italia, sia il continuo passaggio al mercato libero di clienti precedentemente serviti in regime regolato. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2013.

Vendite di gas naturale

3° trimestre				Milioni di m ³	Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni			2013	2012	Variazioni	
208	183	25	13,7%	Clienti <i>mass market</i> ⁽¹⁾	2.389	2.318	71	3,1%
117	169	(52)	-30,8%	Clienti <i>business</i>	521	715	(194)	-27,1%
325	352	(27)	-7,7%	Totale	2.910	3.033	(123)	-4,1%

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nei primi nove mesi del 2013 è pari a 2.910 milioni di metri cubi (325 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2013), in diminuzione di 123 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio, sostanzialmente a seguito delle minori quantità vendute ai clienti *business*, solo parzialmente compensate dalle maggiori vendite ai clienti *mass market*. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2013.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2013	2012 <i>restated</i>	Variazione		2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
3.975	4.452	(477)	Ricavi	12.687	13.860	(1.173)
201	166	35	Margine operativo lordo	678	494	184
82	35	47	Risultato operativo	272	161	111
			Dipendenti a fine periodo (n.)	3.722	3.674 ⁽¹⁾	48
			Investimenti	50	53	(3)

(1) Al 31 dicembre 2012.

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2013 ammontano a 3.975 milioni di euro, in diminuzione di 477 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2012 (-10,7%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 365 milioni di euro, connessi prevalentemente al decremento delle quantità vendute (-2,7 TWh) in un regime di prezzi medi decrescenti;
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 138 milioni di euro sostanzialmente riferibili al decremento delle quantità vendute (-1,3 TWh);
- > minori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 21 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per 30 milioni di euro, connessi alla variazione di perimetro della divisione a seguito dell'acquisto da parte di Enel Energia in data 1° luglio 2013 della società Enel.si, precedentemente considerata nell'ambito della Divisione Energie Rinnovabili.

Il **margine operativo lordo** del terzo trimestre 2013 si attesta a 201 milioni di euro, in aumento di 35 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2012. Tale incremento è essenzialmente imputabile al maggior margine sul mercato regolato dell'energia elettrica.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2013, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 119 milioni di euro (131 milioni di euro nell'analogo periodo del 2012), è pari a 82 milioni di euro, in aumento di 47 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2012.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2013 ammontano a 12.687 milioni di euro, in diminuzione di 1.173 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2012 (-8,5%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 1.003 milioni di euro, connessi essenzialmente al decremento delle quantità vendute (-4,5 TWh) e alla riduzione dei ricavi tariffari a copertura dei costi di generazione, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione. A tali fenomeni, si aggiunge il decremento dei proventi per servizi resi al distributore e relativi ai rimborsi per interruzione del servizio, ai sensi della delibera dell'AEEG n. 333/07 (61 milioni di euro);

- > riduzione dei ricavi associati ai contributi di allacciamento alle reti elettriche per 51 milioni di euro;
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 244 milioni di euro, da riferire sostanzialmente al decremento delle quantità vendute (-3,8 TWh);
- > maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 21 milioni di euro, prevalentemente correlabili all'incremento dei prezzi medi di vendita che riflette, oltre le normali dinamiche di mercato, gli adeguamenti positivi della componente relativa alla vendita al dettaglio (QVD);
- > maggiori ricavi per 30 milioni di euro, connessi alla citata variazione di perimetro della divisione relativa alla società Enel.si.

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2013 si attesta a 678 milioni di euro, in aumento di 184 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2012 (+37,2%). In particolare, la variazione è riferibile sostanzialmente:

- > ad un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 100 milioni di euro, dovuto alla crescita della marginalità unitaria relativa a entrambe le *commodity*, che ha più che compensato i maggiori costi correlati essenzialmente all'acquisizione di nuovi clienti;
- > all'incremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 84 milioni di euro, da riferire, oltre che a talune partite pregresse positive, anche ai citati maggiori ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione e alla riduzione dei costi operativi che hanno più che compensato l'effetto della riduzione delle quantità vendute.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2013 è pari a 272 milioni di euro (in aumento di 111 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2012), scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 73 milioni di euro, sostanzialmente riferibili ad adeguamenti di valore effettuati sui crediti commerciali, in particolare sul mercato regolato dell'energia elettrica.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 50 milioni di euro e mostrano un andamento in linea con il valore registrato nei primi nove mesi del 2012.

Generazione ed Energy Management

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni			2013	2012	Variazioni	
11.755	13.235	(1.480)	-11,2%	Termoelettrica	31.603	39.180	(7.577)	-19,3%
4.595	3.866	729	18,9%	Idroelettrica	14.489	10.532	3.957	37,6%
3	3	0	0,0%	Altre fonti	7	8	(1)	-12,5%
16.353	17.104	(751)	-4,4%	Totale produzione netta	46.099	49.720	(3.621)	-7,3%
16.195	16.618	(423)	-2,5%	- di cui Italia	45.114	48.917	(3.803)	-7,8%
158	486	(328)	-67,5%	- di cui Belgio	985	803	182	22,7%

Nei primi nove mesi del 2013, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 46.099 milioni di kWh (16.353 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013), registrando un decremento del 7,3% (-4,4% nel terzo trimestre 2013) rispetto all'analogo periodo del 2012 (-3.621 milioni di kWh). Tale variazione trova riscontro in una forte riduzione della produzione termoelettrica in Italia per 7.759 milioni di kWh (-20,2%), da addebitare alla riduzione della domanda di energia elettrica e il sempre crescente peso delle fonti rinnovabili nel *mix* energetico nazionale. In tale contesto le migliori condizioni di idraulicità del periodo hanno favorito la produzione idroelettrica che ha registrato un aumento di 3.957 milioni di kWh. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dal diverso contributo alla produzione di energia elettrica, nei due periodi di riferimento, dell'impianto belga di Marcinelle gestito attraverso un *tolling agreement* ed entrato in esercizio nel secondo trimestre 2012.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi				
2013		2012		Variazioni			2013		2012		Variazioni	
107	0,8%	330	2,4%	(223)	-67,6%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	288	0,8%	674	1,6%	(386)	-57,3%
52	0,4%	17	0,1%	35	205,9%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)	160	0,5%	453	1,1%	(293)	-64,7%
159	1,2%	347	2,5%	(188)	-54,2%	Totale olio combustibile	448	1,3%	1.127	2,7%	(679)	-60,2%
2.513	19,9%	4.212	29,9%	(1.699)	-40,3%	Gas naturale	7.193	21,1%	11.423	27,2%	(4.230)	-37,0%
9.783	77,4%	9.377	66,6%	406	4,3%	Carbone	25.911	76,2%	28.956	69,1%	(3.045)	-10,5%
184	1,5%	147	1,0%	37	25,2%	Altri combustibili	478	1,4%	414	1,0%	64	15,5%
12.639	100,0%	14.083	100,0%	(1.444)	-10,3%	Totale	34.030	100,0%	41.920	100,0%	(7.890)	-18,8%

La produzione termoelettrica lorda primi nove mesi del 2013 si attesta a 34.030 milioni di kWh (12.639 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013), registrando un decremento di 7.890 milioni di

kWh (-18,8%) rispetto ai primi nove mesi del 2012 (-10,3% nel terzo trimestre 2013). La riduzione ha riguardato tutte le principali tipologie di combustibili ed è sostanzialmente connessa alla riduzione del peso della generazione convenzionale nel *mix* produttivo nel mercato italiano, in un contesto di calo del fabbisogno di energia elettrica conseguente al rallentamento dell'economia nazionale.

In particolare, la riduzione della produzione da gas naturale è da riferire al minor impiego dello stesso negli impianti a ciclo combinato, mentre quella della produzione a carbone trova riscontro nella minor richiesta di impiego di alcuni gruppi della centrale di Brindisi Sud e fermi tecnici per interventi di manutenzione della centrale di Torrevadalis Nord.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2013	2012 <i>restated</i>	Variazione		2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
5.453	5.918	(465)	Ricavi	17.605	17.222	383
297	334	(37)	Margine operativo lordo	964	1.028	(64)
161	176	(15)	Risultato operativo	579	561	18
			Dipendenti a fine periodo (n.)	5.753	6.043 ⁽¹⁾	(290)
			Investimenti	158	232	(74)

(1) Al 31 dicembre 2012.

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2013 ammontano a 5.453 milioni di euro, in diminuzione di 465 milioni di euro (-7,9%) rispetto all'analogo periodo del 2012. Tale incremento è prevalentemente riconducibile ai seguenti fattori:

- > minori ricavi per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 448 milioni di euro, correlati essenzialmente alle minori quantità intermedie (-3,6 TWh);
- > minori ricavi per certificati verdi per 217 milioni di euro;
- > maggiori ricavi da vendita di energia elettrica per 175 milioni di euro, sostanzialmente a fronte di maggiori vendite sulle Borse dell'energia elettrica per 351 milioni di euro, solo parzialmente compensati dai minori ricavi per vendita di energia elettrica alle altre Divisioni del Gruppo per 219 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per *trading* di combustibili pari a 34 milioni di euro, prevalentemente riferibili a operazioni su gas naturale.

Il **margine operativo lordo** del terzo trimestre 2013 si attesta a 297 milioni di euro, registrando un decremento di 37 milioni di euro (-11,1%) rispetto ai 334 milioni di euro del terzo trimestre 2012. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile:

- > alla riduzione del margine da vendita e *trading* di gas naturale e altre *commodity* per 66 milioni di euro;
- > ad una lieve flessione del margine di generazione;
- > all'efficientamento operativo.

Il **risultato operativo** si attesta a 161 milioni di euro (176 milioni di euro nel terzo trimestre 2012) tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 22 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2013 ammontano a 17.605 milioni di euro, in aumento di 383 milioni di euro (+2,2%) rispetto all'analogo periodo del 2012. Tale incremento è prevalentemente riconducibile ai seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da vendita di energia elettrica per 1.207 milioni di euro, da riferire prevalentemente all'incremento dei ricavi per vendite sulle Borse dell'energia elettrica per 1.666 milioni di euro (sostanzialmente connessi ai maggiori volumi intermediati), solo parzialmente compensati dai minori ricavi (570 milioni di euro) per vendita di energia elettrica alle società italiane del Gruppo che hanno sensibilmente risentito del calo generalizzato della domanda sul mercato finale;
- > maggiori ricavi per *trading* di combustibili pari a 315 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili a operazioni su gas naturale (317 milioni di euro);
- > minori ricavi per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 888 milioni di euro, correlati essenzialmente alle minori quantità intermedie (-6,7 TWh);
- > minori ricavi per certificati verdi per 219 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2013 si attesta a 964 milioni di euro, registrando un decremento di 64 milioni di euro (-6,2%) rispetto ai 1.028 milioni di euro dei primi nove mesi del 2012. Tale variazione è sostanzialmente riconducibile:

- > alla riduzione del margine di generazione per 39 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai minori volumi di energia elettrica prodotti e venduti e alla maggiore onerosità del rispetto dei vincoli ambientali; tali effetti sono solo parzialmente compensati dal maggior margine unitario connesso ad un *mix* produttivo più vantaggioso in quanto caratterizzato dal maggiore utilizzo di impianti da fonte idroelettrica, nonché dall'incremento del margine dei servizi di dispacciamento;
- > alla riduzione del margine da vendita e *trading* di gas naturale e altre *commodity* per 108 milioni di euro;
- > ai minori costi operativi, prevalentemente riferibili al personale.

Il **risultato operativo** si attesta a 579 milioni di euro e risulta in aumento di 18 milioni di euro (+3,2%) rispetto ai 561 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2012, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 83 milioni di euro sostanzialmente connessi al termine della vita utile di alcuni impianti di produzione e alla rivedutazione delle vite utili dei beni precedentemente considerati come gratuitamente devolvibili, avvenuta nel corso del 2012 a seguito dell'entrata in vigore della legge n. 134/2012.

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2013 ammontano a 158 milioni di euro, di cui 142 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti dei primi nove mesi del 2013 riguardano attività di rifacimento e potenziamento di impianti già esistenti, nonché interventi obbligatori ai fini della tutela della sicurezza e dell'ambiente.

Infrastrutture e Reti

Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre				Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni		2013	2012	Variazioni	
58.623	62.516	(3.893)	-6,2%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) ⁽¹⁾	171.890	180.713	(8.823) -4,9%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2012 e del terzo trimestre 2012 tengono conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nei primi nove mesi del 2013 registra un decremento di 8.823 milioni di kWh (-4,9%) passando da 180.713 milioni di kWh dei primi nove mesi del 2012 a 171.890 dei primi nove mesi del 2013 con un decremento che riflette essenzialmente la riduzione della domanda di energia elettrica in Italia.

Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2013 con un'energia trasportata pari a 58.623 milioni di kWh in diminuzione di 3.893 milioni di kWh (-6,2%) rispetto all'analogo periodo del 2012.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2013	2012 restated	Variazione		2013	2012 restated	Variazione
1.813	2.298	(485)	Ricavi	5.597	6.082	(485)
931	1.289	(358)	Margine operativo lordo	2.897	3.264	(367)
694	981	(287)	Risultato operativo	2.173	2.496	(323)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	18.413	18.632 ⁽¹⁾	(219)
			Investimenti	723	1.011	(288)

(1) Al 31 dicembre 2012.

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre del 2013 ammontano a 1.813 milioni di euro, in diminuzione di 485 milioni di euro (-21,1%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente:

- > all'iscrizione nel terzo trimestre 2012, in un'unica soluzione e per un importo di 615 milioni di euro, del rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE) come previsto dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 157/12;
- > alla riduzione dei contributi di connessione pari a 71 milioni di euro.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati:

- > dall'aumento delle tariffe di trasmissione determinato dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n.122/13, nonché dei meccanismi di perequazione, con un effetto positivo complessivo di 186 milioni di euro;
- > dall'aumento dei contributi per Titoli di Efficienza Energetica per 23 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 931 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 358 milioni di euro (-27,8%) sostanzialmente riconducibile a:

- > l'effetto del sopracitato rimborso degli oneri per la soppressione del FPE, a seguito della delibera AEEG n. 157/12, per 615 milioni di euro;
- > un minor margine sui contributi di connessione per 71 milioni di euro;
- > l'incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 151 milioni di euro, dovuto principalmente ai meccanismi di perequazione accertati nei due periodi a confronto, che risentono anche di talune partite pregresse;
- > al maggior margine realizzato sui Titoli di Efficienza Energetica per 45 milioni di euro;
- > una riduzione dei costi operativi, prevalentemente riferiti al personale.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 237 milioni di euro (308 milioni di euro nel terzo trimestre 2012) si attesta a 694 milioni di euro, in diminuzione di 287 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2012 (-29,3%). La riduzione delle perdite di valore del terzo trimestre 2013 è quasi interamente addebitabile ai minori adeguamenti netti di valore riferiti a crediti commerciali.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2013 ammontano a 5.597 milioni di euro, in diminuzione di 485 milioni di euro (-8,0%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente a:

- > la rilevazione nei primi nove mesi del 2012 del già citato diritto al rimborso dell'onere per la soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE) come previsto dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) n. 157/12 (per 615 milioni di euro);
- > minori contributi di allacciamento per 174 milioni di euro;
- > l'incremento dei ricavi tariffari per 272 milioni di euro, riferibile all'aggiornamento delle tariffe di distribuzione e trasmissione, a seguito dell'applicazione della delibera dell'AEEG n. 122/13, nonché all'effetto positivo dei meccanismi di perequazione che risentono anche di talune partite pregresse. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'effetto della riduzione delle quantità trasportate;
- > maggiori ricavi per contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) e per vendite di Titoli di Efficienza Energetica (TEE) per complessivi 55 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 2.897 milioni di euro ed evidenzia una diminuzione di 367 milioni di euro (-11,2%) sostanzialmente riconducibile a:

- > l'effetto del sopracitato rimborso da parte dell'Autorità dell'onere FPE;
- > un minor margine sui contributi di connessione per 174 milioni di euro;
- > un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 191 milioni di euro, da riferire sia al citato incremento dei ricavi tariffari a seguito della Delibera dell'AEEG n. 122/13, sia all'effetto positivo dei meccanismi di perequazione che risentono anche di talune partite pregresse;

- > al maggior margine realizzato sui Titoli di Efficienza Energetica per 76 milioni di euro;
- > a minori costi operativi, prevalentemente riferiti ai minori accantonamenti netti al fondo vertenze e contenzioso.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 724 milioni di euro (768 milioni di euro nei primi nove mesi del 2012), si attesta a 2.173 milioni di euro, in diminuzione di 323 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2012 (-12,9%). La riduzione degli ammortamenti e perdite di valore deriva essenzialmente dall'effetto netto delle minori svalutazioni relative ai crediti commerciali e dei maggiori ammortamenti sugli impianti.

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2013 ammontano a 723 milioni di euro, in diminuzione di 288 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale diminuzione è riferita principalmente ai minori investimenti per connessioni ai clienti e ad impianti di generazione e ad una politica selettiva degli interventi sulla rete elettrica a media e bassa tensione finalizzati al miglioramento della qualità del servizio, in linea con gli *standard* definiti dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas con delibera n. 198/11.

Iberia e America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni			2013	2012	Variazioni	
19.547	19.098	449	2,4%	Termoelettrica	48.418	55.962	(7.544)	-13,5%
7.183	7.291	(108)	-1,5%	Nucleare	19.959	21.025	(1.066)	-5,1%
10.077	10.995	(918)	-8,3%	Idroelettrica	30.072	30.783	(711)	-2,3%
39	44	(5)	-11,4%	Eolica	109	113	(4)	-3,5%
36.846	37.428	(582)	-1,6%	Totale produzione netta	98.558	107.883	(9.325)	-8,6%
20.468	20.055	413	2,1%	- di cui Penisola iberica	52.855	60.099	(7.244)	-12,1%
4.132	4.302	(170)	-4,0%	- di cui Argentina	10.957	11.654	(697)	-6,0%
1.415	1.167	248	21,3%	- di cui Brasile	3.631	3.528	103	2,9%
5.305	5.554	(249)	-4,5%	- di cui Cile	14.610	14.819	(209)	-1,4%
3.207	3.840	(633)	-16,5%	- di cui Colombia	9.573	10.220	(647)	-6,3%
2.097	2.274	(177)	-7,8%	- di cui Perù	6.290	6.853	(563)	-8,2%
222	236	(14)	-5,9%	- di cui altri paesi	642	710	(68)	-9,6%

La produzione netta è pari a 98.558 milioni di kWh nei primi nove mesi del 2013, con un decremento di 9.325 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2012.

Nei primi nove mesi del 2013, la produzione netta nella Penisola iberica si decrementa di 7.244 milioni di kWh (-12,1%) per effetto della minore produzione termoelettrica (-28,5%), che risente del calo della domanda e delle condizioni di maggiore idraulicità di cui hanno beneficiato gli impianti idroelettrici della Divisione.

In America Latina, la produzione netta di energia elettrica registra un decremento di 2.013 milioni di kWh, prevalentemente per effetto della minore produzione idroelettrica connessa alla siccità che ha colpito l'intera area, solo parzialmente compensata dall'incremento della produzione termoelettrica in Cile e Brasile, per effetto rispettivamente dell'entrata in esercizio degli impianti Bocamina II e Fortaleza.

Nel terzo trimestre 2013 la produzione netta è pari a 36.846 milioni di kWh, con un decremento di 582 milioni di kWh (-1,6%) rispetto all'analogo periodo del 2012. In particolare, si segnala un aumento della produzione netta nella Penisola iberica per 413 milioni di kWh (+2,1%), connessa essenzialmente alla maggiore produzione idroelettrica, più che compensato dalla minore produzione in America Latina sostanzialmente connessa alle peggiori condizioni di idraulicità.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre						Milioni di kWh	Primi nove mesi					
2013		2012		Variazioni			2013		2012		Variazioni	
2.394	8,3%	2.573	9,2%	(179)	-7,0%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	5.995	8,4%	6.723	8,3%	(728)	-10,8%
6.338	22,0%	6.833	24,7%	(495)	-7,2%	Gas naturale	17.837	25,0%	20.875	25,7%	(3.038)	-14,6%
10.123	35,2%	9.026	32,4%	1.097	12,2%	Carbone	21.476	30,0%	27.176	33,5%	(5.700)	-21,0%
7.500	26,0%	7.638	27,4%	(138)	-1,8%	Combustibile nucleare	20.795	29,1%	21.977	27,0%	(1.182)	-5,4%
2.447	8,5%	1.761	6,3%	686	39,0%	Altri combustibili	5.327	7,5%	4.450	5,5%	877	19,7%
28.802	100,0%	27.831	100,0%	971	3,5%	Totale	71.430	100,0%	81.201	100,0%	(9.771)	-12,0%

La produzione termica lorda nei primi nove mesi del 2013 è pari a 71.430 milioni di kWh (28.802 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013) e registra un decremento di 9.771 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+971 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013) per effetto del minore utilizzo delle centrali a carbone e a gas in Spagna, in conseguenza dei fattori già citati nel commento alla produzione netta. In America Latina, nonostante la produzione da gas naturale continui ad essere la tecnologia predominante, si evidenzia l'incremento della produzione da carbone per effetto della citata entrata in esercizio dell'impianto di Bocamina II.

Vendita di energia elettrica

3° trimestre					Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni				2013	2012	Variazioni	
26.302	27.105	(803)	-3,0%	Mercato libero		76.715	82.309	(5.594)	-6,8%
14.220	14.517	(297)	-2,0%	Mercato regolato		41.390	40.071	1.319	3,3%
40.522	41.622	(1.100)	-2,6%	Totale		118.105	122.380	(4.275)	-3,5%
24.957	26.596	(1.639)	-6,2%	- di cui Penisola iberica		72.453	77.985	(5.532)	-7,1%
3.988	3.901	87	2,2%	- di cui Argentina		11.104	11.053	51	0,5%
4.558	4.371	187	4,3%	- di cui Brasile		13.824	13.212	612	4,6%
3.336	3.144	192	6,1%	- di cui Cile		9.744	9.317	427	4,6%
2.095	2.061	34	1,6%	- di cui Colombia		6.157	6.097	60	1,0%
1.588	1.549	39	2,5%	- di cui Perù		4.823	4.716	107	2,3%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nei primi nove mesi del 2013 sono pari a 118.105 milioni di kWh (40.522 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013), in diminuzione di 4.275 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2012 (-1.100 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013). La riduzione delle quantità vendute nella Penisola Iberica (-5.532 milioni di kWh) a seguito del perdurare della crisi economica, è stata solo in parte compensata dall'incremento delle vendite in America Latina (1.257 milioni di kWh) conseguente all'aumento della domanda di energia elettrica, in particolar modo in Brasile e Cile.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2013	2012 restated	Variazione		2013	2012 restated	Variazione
7.644	8.645	(1.001)	Ricavi	23.280	25.140	(1.860)
(9)	(16)	7	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(187)	(60)	(127)
1.711	1.960	(249)	Margine operativo lordo	5.325	5.634	(309)
929	1.204	(275)	Risultato operativo	3.105	3.379	(274)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	22.977	22.807 ⁽¹⁾	170
			Investimenti ⁽²⁾	1.305	1.472	(167)

(1) Al 31 dicembre 2012.

(2) Il dato dei primi nove mesi del 2012 non include 73 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati del terzo trimestre

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2013	2012 restated	Variazione	2013	2012 restated	Variazione	2013	2012 restated	Variazione
Europa	5.518	5.872	(354)	881	1.078	(197)	415	615	(200)
America Latina	2.126	2.773	(647)	830	882	(52)	514	589	(75)
Totale	7.644	8.645	(1.001)	1.711	1.960	(249)	929	1.204	(275)

I **ricavi** del terzo trimestre del 2013 sono in diminuzione di 1.001 milioni di euro, per effetto di:

- > minori ricavi in America Latina per 647 milioni di euro, che risentono di:
 - una modifica (con efficacia retroattiva da febbraio 2013) nel quadro regolamentare argentino (*Resolución* n. 95/2013) relativamente agli impianti di generazione, il cui approvvigionamento di combustibile è effettuato da CAMMESA e per i quali pertanto il costo del combustibile è stato riconosciuto direttamente a riduzione dei ricavi da vendita di energia;
 - minori ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica, che oltre a risentire dell'effetto cambio negativo, scontano il calo dei prezzi medi di vendita;
- > minori ricavi in Europa per 354 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alle minori quantità vendute per effetto della riduzione della domanda di energia elettrica e alla riduzione dei prezzi di vendita all'ingrosso e sui mercati finali.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.711 milioni di euro, in diminuzione di 249 milioni di euro (-12,7%) rispetto all'analogo periodo del 2012, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 197 milioni di euro, da riferire essenzialmente ai minori margini di generazione connessi principalmente all'incremento degli oneri di sistema stabiliti dal regolatore spagnolo a partire dal 1° gennaio 2013;

- > una riduzione del margine operativo lordo in America Latina per 52 milioni di euro, da riferire sostanzialmente ai maggiori costi del personale in Argentina a seguito del rinnovo degli accordi sindacali e all'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro nei confronti delle monete locali.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre del 2013, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 782 milioni di euro (756 milioni di euro nel terzo trimestre del 2012), è pari a 929 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2012, un decremento di 275 milioni di euro.

Risultati dei primi nove mesi

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
Europa	16.009	17.113	(1.104)	2.737	3.244	(507)	1.347	1.851	(504)
America Latina	7.271	8.027	(756)	2.588	2.390	198	1.758	1.528	230
Totale	23.280	25.140	(1.860)	5.325	5.634	(309)	3.105	3.379	(274)

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2013 sono in diminuzione di 1.860 milioni di euro, per effetto di:

- > minori ricavi in Europa per 1.104 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:
 - al calo della domanda di energia elettrica che ha inciso negativamente sui volumi generati e venduti sul mercato finale;
 - ai minori contributi ricevuti a fronte della generazione nell'area extrapeninsulare che risentono negativamente, oltre che delle minori quantità prodotte, anche degli effetti dell'entrata in vigore, a partire dal secondo semestre 2012, del Regio Decreto Legge n. 20/2012;
 - ai minori ricavi connessi alla variazione di perimetro riferibile alla vendita della società Endesa Ireland avvenuta in data 1° ottobre 2012 e alla cessazione nel mese di dicembre 2012 dell'attività della centrale nucleare Garoña;
 - a un incremento netto dei ricavi tariffari da distribuzione di energia elettrica a seguito dall'introduzione dell'Ordine Ministeriale n. 221/2013 e dal successivo RD-L n. 9/2013;
- > minori ricavi in America Latina per 756 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:
 - all'andamento sfavorevole dei tassi di cambio tra le diverse monete locali e l'euro per 654 milioni di euro;
 - alla riduzione dei ricavi in Brasile connessa all'entrata in vigore della *Medida* provvisoria n. 579/2012 e del successivo Decreto n. 7891/2013, che ha sospeso il riaddebito ai clienti finali di taluni aggravii sostenuti dai distributori di energia elettrica (129 milioni di euro);
 - alla riduzione (347 milioni di euro) causata dalla sopracitata modifica nel quadro regolamentare argentino relativamente al combustibile utilizzato negli impianti di generazione.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati dal riconoscimento alla società argentina Edesur di un contributo governativo di 291 milioni di euro a seguito della *Resolución* n. 250/13 ed inerente il *Mecanismo Monitoreo de Costes*.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 5.325 milioni di euro, in diminuzione di 309 milioni di euro (-5,5%) rispetto all'analogo periodo del 2012, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 507 milioni di euro, da riferire essenzialmente:
 - al minor margine (220 milioni di euro) di generazione nell'area extrapeninsulare spagnola che risente negativamente, oltre che delle minori quantità generate, degli effetti dell'entrata in vigore a partire dal secondo semestre 2012 del Regio Decreto Legge n. 20/2012;
 - alle maggiori imposte introdotte in Spagna sull'attività di generazione dalla Ley n. 15/2012 a partire dal 1° gennaio 2013 (pari a 262 milioni di euro), il cui effetto negativo è parzialmente compensato da un *mix* di generazione favorito dalle migliori condizioni di idraulicità e dall'effetto positivo derivante dalla riduzione dei costi fissi;
 - al decremento nel margine della vendita di energia, connesso principalmente alle minori quantità vendute, i cui effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione dei prezzi medi di approvvigionamento dell'energia elettrica;
- > un incremento del margine operativo lordo in America Latina per 198 milioni di euro (che risente dell'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro nei confronti delle monete locali, pari a 220 milioni di euro), riferibile essenzialmente:
 - all'effetto del sopracitato contributo governativo concesso alla società di distribuzione argentina Edesur;
 - al maggior margine di generazione, riscontrato soprattutto in Cile e Colombia, prevalentemente attribuibile ai maggiori prezzi di vendita e i minori costi di approvvigionamento.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2013 è pari a 3.105 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2012, un decremento di 274 milioni di euro. Gli ammortamenti e perdite di valore sono pari a 2.220 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013, con un decremento di 35 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2012.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 1.305 milioni di euro con un decremento di 167 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti dei primi nove mesi del 2013 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione (602 milioni di euro, di cui 336 milioni di euro in Europa e 266 milioni di euro in America Latina) e ad investimenti su impianti di generazione (454 milioni di euro), questi ultimi focalizzati principalmente alla realizzazione della centrale idroelettrica El Quimbo in Colombia e ad interventi sulla centrale di Bocamina II in Cile dopo la sua entrata in funzione avvenuta a fine 2012.

Internazionale

Dati operativi

Produzione netta di energia

3° trimestre		Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni			2013	2012	Variazioni	
11.240	11.422	(182)	-1,6%	Termoelettrica	32.656	34.579	(1.923)	-5,6%
3.757	3.631	126	3,5%	Nucleare	10.914	10.722	192	1,8%
940	845	95	11,2%	Idroelettrica	3.857	3.200	657	20,5%
14	6	8	133,3%	Altre fonti	42	22	20	90,9%
15.951	15.904	47	0,3%	Totale produzione netta	47.469	48.523	(1.054)	-2,2%
10.786	10.904	(118)	-1,1%	- di cui Russia	31.261	32.999	(1.738)	-5,3%
5.165	5.000	165	3,3%	- di cui Slovacchia	16.208	15.524	684	4,4%

La produzione netta effettuata nei primi nove mesi del 2013 è pari a 47.469 milioni di kWh (15.951 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013), con un decremento di 1.054 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2012 (+47 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013). Tale variazione è riferibile principalmente al decremento della produzione di Enel OGK-5 (-1.738 milioni di kWh), che ha risentito sia della minore domanda di energia elettrica in Russia, sia di alcuni fermi tecnici per interventi di manutenzione all'impianto di Reftinskaya. Tale decremento è stato solo parzialmente compensato dalla maggiore produzione nucleare e idroelettrica di Slovenské elektrárne, quest'ultima a seguito delle favorevoli condizioni di idraulicità del periodo.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre		Milioni di kWh						Primi nove mesi					
2013		2012		Variazioni				2013		2012		Variazioni	
61	0,4%	66	0,4%	(5)	-7,6%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)		96	0,2%	227	0,5%	(131)	-57,7%
6.131	38,6%	6.334	39,7%	(203)	-3,2%	Gas naturale		17.373	37,6%	18.224	37,9%	(851)	-4,7%
5.660	35,6%	5.648	35,4%	12	0,2%	Carbone		17.029	36,8%	18.060	37,6%	(1.031)	-5,7%
4.038	25,4%	3.907	24,5%	131	3,4%	Combustibile nucleare		11.733	25,4%	11.529	24,0%	204	1,8%
15.890	100,0%	15.955	100,0%	(65)	-0,4%	Totale		46.231	100,0%	48.040	100,0%	(1.809)	-3,8%

La produzione termica lorda dei primi nove mesi del 2013 registra un decremento di 1.809 milioni di kWh (-65 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013), attestandosi a 46.231 milioni di kWh (15.890 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013). Tale decremento è sostanzialmente relativo alla minore produzione da gas naturale e carbone registrata in Russia.

Vendita di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni			2013	2012	Variazioni	
8.544	10.001	(1.457)	-14,6%	Mercato libero	26.352	30.206	(3.854)	-12,8%
2.312	2.683	(371)	-13,8%	Mercato regolato	7.479	8.184	(705)	-8,6%
10.856	12.684	(1.828)	-14,4%	Totale	33.831	38.390	(4.559)	-11,9%
2.137	2.300	(163)	-7,1%	- di cui Romania	6.562	6.864	(302)	-4,4%
1.915	3.072	(1.157)	-37,7%	- di cui Francia	5.938	9.730	(3.792)	-39,0%
5.763	6.263	(500)	-8,0%	- di cui Russia	18.305	18.638	(333)	-1,8%
1.041	1.049	(8)	-0,8%	- di cui Slovacchia	3.026	3.158	(132)	-4,2%

Le vendite di energia elettrica effettuate dalla Divisione Internazionale nei primi nove mesi del 2013 si attestano a 33.831 milioni di kWh (10.856 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013), con un decremento pari a 4.559 milioni di kWh riferibile:

- > al decremento delle vendite effettuate da Enel France per 3.792 milioni di kWh (-1.157 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013) a seguito della riduzione dei volumi disponibili per l'uscita dal progetto Flamanville 3 avvenuta a fine 2012;
- > alla variazione negativa delle vendite in Russia per 333 milioni di kWh (-500 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013) a seguito del calo delle vendite di energia, in gran parte rilevate nel mercato regolamentato (-221 milioni di kWh);
- > alle minori vendite in Romania per 302 milioni di kWh (-163 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013), connesse alle migliori condizioni climatiche che hanno contribuito a ridurre i consumi nel periodo in oggetto;
- > alle minori vendite in Slovacchia per 132 milioni di kWh (-8 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013).

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2013	2012 <i>restated</i>	Variazione		2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
1.865	2.051	(186)	Ricavi	5.682	6.324	(642)
338	347	(9)	Margine operativo lordo	903	1.105	(202)
209	230	(21)	Risultato operativo	471	826	(355)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	12.300	12.652 ⁽¹⁾	(352)
			Investimenti	593	794	(201)

(1) Al 31 dicembre 2012.

Risultati economici del terzo trimestre

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
Europa centrale	828	1.018	(190)	133	134	(1)	78	81	(3)
Europa sud-orientale	266	268	(2)	91	83	8	57	59	(2)
Russia	771	765	6	114	130	(16)	74	90	(16)
Totale	1.865	2.051	(186)	338	347	(9)	209	230	(21)

I **ricavi** del terzo trimestre 2013 sono in diminuzione di 186 milioni di euro (-9,1%) passando da 2.051 milioni di euro a 1.865 milioni di euro. Tale andamento è connesso principalmente:

- > ai minori ricavi in Europa centrale per 190 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alla diminuzione dei ricavi in Slovacchia (per 128 milioni di euro) e alla riduzione dei volumi di capacità disponibili in Francia (69 milioni di euro);
- > all'incremento dei ricavi in Russia per 6 milioni di euro, dove la crescita dei ricavi di RusEnergosbyt (per 12 milioni di euro) è solo in parte compensata dal calo relativo ad Enel OGK-5 (per 6 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** ammonta a 338 milioni di euro registrando un decremento di 9 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2012. Tale andamento è relativo essenzialmente:

- > al decremento del margine operativo lordo in Russia per 16 milioni di euro, per effetto del minor margine realizzato sia sulle attività di vendita che di generazione;
- > ad un incremento del margine operativo lordo in Europa sud-orientale per 8 milioni di euro, dovuto essenzialmente ad un miglioramento del margine in Romania.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2013 è pari a 209 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2012, un decremento di 21 milioni di euro (-9,1%) tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 12 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2013	2012 restated	Variazione	2013	2012 restated	Variazione	2013	2012 restated	Variazione
Europa centrale	2.550	3.299	(749)	277	540	(263)	94	374	(280)
Europa sud-orientale	835	765	70	252	169	83	160	171	(11)
Russia	2.297	2.260	37	374	396	(22)	217	281	(64)
Totale	5.682	6.324	(642)	903	1.105	(202)	471	826	(355)

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2013 risultano pari a 5.682 milioni di euro, con un decremento di 642 milioni di euro (-10,2%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > alla diminuzione dei ricavi in Europa centrale per 749 milioni di euro, da riferire essenzialmente ai minori ricavi in Slovacchia (536 milioni di euro) a seguito della riduzione delle quantità prodotte e dei prezzi medi di vendita e in Francia (217 milioni di euro) per effetto delle minori quantità vendute;
- > all'incremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 70 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai maggiori prezzi medi di vendita in Romania che hanno più che compensato la riduzione dei volumi di energia venduta;
- > all'incremento dei ricavi in Russia per 37 milioni di euro, sostanzialmente riferibile all'incremento dei prezzi medi di vendita che ha più che compensato l'effetto negativo delle minori quantità prodotte e vendute e l'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 903 milioni di euro, registrando un decremento di 202 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2012. Tale variazione è relativa:

- > al decremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 263 milioni di euro, per effetto:
 - del minor margine rilevato da Slovenské elektrárne (113 milioni di euro), da riferire sostanzialmente al decremento del margine energia, alle variazioni di stima di taluni contratti onerosi e all'effetto derivante dalla rilevazione nel corso del 2012 di alcuni rimborsi assicurativi;
 - della rilevazione, da parte di Enel Investment Holding, di accantonamenti per rischi e oneri a fronte di contenziosi sorti in relazione ad alcuni investimenti all'estero (125 milioni di euro);
 - della riduzione del margine energia di Enel France a seguito dei minori volumi intermediati;

- > al decremento del margine operativo lordo in Russia per 22 milioni di euro, essenzialmente riferibile al deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro, a cui si associa la diminuzione del margine registrato da RusEnergoSbyt connesso all'entrata in vigore, nel sistema elettrico russo, di alcuni vincoli restrittivi alle vendite di energia elettrica;
- > all'incremento del margine operativo lordo in Europa sud-orientale per 83 milioni di euro da collegare sostanzialmente al miglioramento del margine rilevato in Romania, sia sulle attività di distribuzione che sulla vendita di energia elettrica.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2013 è pari a 471 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2012, un decremento di 355 milioni di euro (-43,0%), tenuto conto dei maggiori ammortamenti e perdite di valore per 153 milioni di euro. Tale ultima variazione risente sostanzialmente del ripristino di valore effettuato nel corso dei primi nove mesi del 2012 di alcuni crediti commerciali in Romania (94 milioni di euro) e di maggiori ammortamenti e perdite di valore rilevati in Russia nei primi nove mesi del 2013, quest'ultime riferibili a crediti commerciali.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 593 milioni di euro, in diminuzione di 201 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, per effetto sostanzialmente dei minori investimenti sugli impianti termoelettrici e nucleari.

Energie Rinnovabili

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni			2013	2012	Variazioni	
2.471	2.183	288	13,2%	Idroelettrica	8.466	7.218	1.248	17,3%
1.405	1.358	47	3,5%	Geotermoelettrica	4.141	4.109	32	0,8%
2.429	1.899	530	27,9%	Eolica	8.532	6.283	2.249	35,8%
219	212	7	3,3%	Altre fonti	629	608	21	3,5%
6.524	5.652	872	15,4%	Totale	21.768	18.218	3.550	19,5%
3.041	2.686	355	13,2%	- di cui Italia	10.157	8.453	1.704	20,2%
932	940	(8)	-0,9%	- di cui Penisola iberica	3.490	3.145	345	11,0%
62	66	(4)	-6,1%	- di cui Francia	232	246	(14)	-5,7%
135	109	26	23,9%	- di cui Grecia	441	342	99	28,9%
256	148	108	73,0%	- di cui Romania e Bulgaria	791	465	326	70,1%
1.165	751	414	55,1%	- di cui Stati Uniti e Canada	3.822	2.783	1.039	37,3%
607	713	(106)	-14,9%	- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	1.997	2.073	(76)	-3,7%
326	239	87	36,4%	- di cui Brasile e Cile	838	711	127	17,9%

La produzione netta della Divisione è pari nei primi nove mesi del 2013 a 21.768 milioni di kWh (6.524 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013), in aumento di 3.550 milioni di kWh (+872 milioni di kWh nel terzo trimestre 2013). Tale incremento è attribuibile per 1.846 milioni di kWh alla maggiore generazione all'estero, principalmente per effetto della maggiore produzione da fonte eolica negli Stati Uniti e Canada (+886 milioni di kWh), in Romania (+320 milioni di kWh), in Messico (+261 milioni di kWh) e nella Penisola iberica (+365 milioni di kWh), anche a seguito dell'entrata in esercizio di nuovi impianti. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore produzione da fonte idroelettrica a Panama. La produzione elettrica in Italia nei primi nove mesi del 2013 registra un incremento di 1.704 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2012, risentendo della maggiore produzione da fonte idroelettrica (1.362 milioni di kWh a fronte di condizioni di idraulicità più favorevoli) e da fonte eolica (+278 milioni di kWh). Analogo andamento, sia pure in maniera meno marcata, si rileva nel terzo trimestre 2013.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2013	2012 <i>restated</i>	Variazione		2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
591	592	(1)	Ricavi	2.093	1.924	169
338	317	21	Margine operativo lordo	1.311	1.124	187
181	194	(13)	Risultato operativo	848	764	84
			Dipendenti a fine periodo (n.)	3.557	3.512 ⁽¹⁾	45
			Investimenti ⁽²⁾	831	714	117

(1) Al 31 dicembre 2012.

(2) Il dato dei primi nove mesi del 2013 non include 1 milione di euro di investimenti riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici del terzo trimestre

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
Italia e Resto d'Europa	334	366	(32)	208	206	2	145	148	(3)
Iberia e America Latina	178	180	(2)	90	92	(2)	33	41	(8)
Nord America	79	46	33	40	19	21	3	5	(2)
Totale	591	592	(1)	338	317	21	181	194	(13)

I **ricavi** sono in diminuzione di 1 milione di euro passando da 592 milioni di euro a 591 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > ad un decremento dei ricavi in Italia e nel Resto d'Europa per 32 milioni di euro principalmente connesso a:
 - minori ricavi da vendita di pannelli fotovoltaici per 43 milioni di euro, da riferire integralmente alla variazione di perimetro conseguente la cessione di Enel.si ad Enel Energia, società operante nell'Area Mercato, avvenuta in data 1° luglio 2013;
 - ai maggiori ricavi nel resto d'Europa, principalmente a seguito della maggiore capacità eolica installata in Romania;
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 33 milioni di euro a seguito delle maggiori quantità prodotte.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 338 milioni di euro, in aumento di 21 milioni di euro (+6,6%) rispetto al terzo trimestre del 2012, principalmente per effetto delle maggiori quantità prodotte in Nord America.

Il **risultato operativo**, pari a 181 milioni di euro, registra un decremento di 13 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 34 milioni di euro

prevalentemente relativi alle perdite di valore registrate su alcuni progetti in Nord America e nella Penisola Iberica.

Risultati economici dei primi nove mesi

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
Italia e Resto d'Europa	1.177	1.179	(2)	766	678	88	554	510	44
Iberia e America Latina	641	580	61	361	356	5	189	207	(18)
Nord America	275	165	110	184	90	94	105	47	58
Totale	2.093	1.924	169	1.311	1.124	187	848	764	84

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2013 si attestano a 2.093 milioni di euro, in aumento di 169 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+8,8%). Tale andamento è connesso a:

- > maggiori ricavi in Nord America per 110 milioni di euro; se si esclude da tale variazione la plusvalenza realizzata dalla cessione della quota pari al 51% del capitale della società Buffalo Dunes Wind Project (20 milioni di euro) e la rimisurazione al *fair value* delle attività e passività della stessa società per la quota di pertinenza del Gruppo (20 milioni di euro), l'incremento dei ricavi è pari a 70 milioni di euro, da riferire principalmente alle maggiori quantità prodotte;
- > maggiori ricavi nella penisola Iberica e in America Latina per 61 milioni di euro, da riferire alle maggiori quantità prodotte;
- > un decremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa pari a 2 milioni di euro, sostanzialmente a seguito di:
 - minori ricavi da vendita di pannelli fotovoltaici per 103 milioni di euro, di cui 43 milioni di euro connessi alla sopra citata variazione di perimetro a seguito della cessione di Enel.si ad Enel Energia;
 - maggiori ricavi per vendita di certificati verdi in Italia per 52 milioni di euro;
 - maggiori ricavi per 53 milioni di euro nel resto d'Europa, principalmente a seguito della maggiore capacità eolica installata in Romania.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.311 milioni di euro, in aumento di 187 milioni di euro (+16,6%) rispetto ai primi nove mesi del 2012. Tale incremento è riferibile:

- > al maggior margine in Nord America per 94 milioni di euro; se si esclude da tale variazione le partite non ricorrenti citate nel commento ai ricavi, il margine registra un incremento di 54 milioni di euro, sostanzialmente riferito alle maggiori quantità prodotte;
- > al maggior margine realizzato in Italia e nel resto d'Europa per 88 milioni di euro, per effetto dei maggiori volumi generati grazie alla maggior disponibilità idrica ed eolica e al contestuale incremento del numero degli impianti in esercizio;
- > al maggior margine nella penisola Iberica e in America Latina, pari a 5 milioni di euro, che riflette sostanzialmente i maggiori volumi prodotti in un contesto di prezzi medi crescenti.

Il **risultato operativo** pari a 848 milioni di euro registra un incremento di 84 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 103 milioni di euro, principalmente connessi a maggiori perdite di valore rilevate sugli impianti di produzione di pannelli fotovoltaici in Italia, su alcuni impianti di generazione da fonte geotermoelettrica in Nicaragua e su alcuni progetti specifici in Nord America e nella penisola Iberica.

Investimenti

Gli **investimenti** del periodo ammontano a 831 milioni di euro, con un incremento di 117 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente ad impianti eolici in America Latina (358 milioni di euro), in Italia e Europa (77 milioni di euro) e in Nord America (75 milioni di euro), ad impianti geotermici in Italia (100 milioni di euro) e in Nord America (29 milioni di euro), ad impianti fotovoltaici in Romania (52 milioni di euro) e ad impianti idroelettrici in Italia (29 milioni di euro) ed in America Latina (21 milioni di euro).

Altro, elisioni e rettifiche

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2013	2012 <i>restated</i>	Variazione		2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
(2.349)	(2.749)	400	Ricavi	(7.795)	(8.653)	858
462	450	12	Ricavi (al netto delle elisioni)	1.371	1.380	(9)
78	8	70	Margine operativo lordo	109	87	22
54	(19)	73	Risultato operativo	30	(1)	31
			Dipendenti a fine periodo (n.)	6.021	6.382 ⁽¹⁾	(361)
			Investimenti ⁽²⁾	41	101	(60)

(1) Al 31 dicembre 2012.

(2) Il dato dei primi nove mesi del 2012 non include 1 milione di euro di investimenti riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici terzo trimestre

I **ricavi**, al netto delle elisioni, del terzo trimestre 2013 risultano pari a 462 milioni di euro, con un incremento di 12 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione (+2,7%) è riferibile essenzialmente a maggiori ricavi su attività di ingegneria per effetto principalmente dell'avvio di nuove attività rivolte alla Divisione Internazionale, solo parzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi per servizi di *Information e Communication Technology* e per attività di supporto e *staff* della *holding*.

Il **margine operativo lordo** del terzo trimestre 2013, è pari a 78 milioni di euro, con un incremento di 70 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2012. Tale variazione positiva è sostanzialmente riconducibile ai minori costi del personale connessi al rilascio del piano a benefici definiti per l'accompagnamento graduale al pensionamento a seguito della sua cessazione nel mese di settembre 2013, il cui effetto è solo parzialmente compensato dall'accantonamento rilevato per tenere conto degli accordi attuativi delle disposizioni previste dall'articolo 4, commi 1-7^{ter}, della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero").

Il **risultato operativo** positivo per 54 milioni di euro, in aumento di 73 milioni di euro rispetto a quello del terzo trimestre del 2012, mostra un andamento in linea con quello del margine operativo lordo.

Risultati economici primi nove mesi

I **ricavi**, al netto delle elisioni, dei primi nove mesi del 2013 risultano pari a 1.371 milioni di euro, con un decremento di 9 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-0,7%). Tale riduzione è essenzialmente riferibile a:

- > minori ricavi per 37 milioni di euro prevalentemente correlati ai servizi di *Information e Communication Technology* e alle attività di supporto e *staff* della *holding*, prestati alle altre società del Gruppo;
- > maggiori ricavi per attività di ingegneria, connessi sostanzialmente alla realizzazione dell'isola convenzionale dell'impianto nucleare slovacco di Mochovce, nonché ad attività relative al terminale di Porto Empedocle per la rigassificazione del gas naturale liquefatto.

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2013, positivo per 109 milioni di euro, registra un incremento di 22 milioni di euro. In particolare, la contrazione della marginalità relativa a taluni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo è stata più che compensata dai minori costi operativi che risentono anche della riduzione del costo del personale citata nel commento ai risultati del terzo trimestre 2013.

Il **risultato operativo** è pari a 30 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013, in aumento di 31 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2012, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 9 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2013 ammontano a 41 milioni di euro, con un decremento di 60 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, riferito principalmente all'acquisizione di *mineral interest* da parte della Funzione Upstream Gas nei primi nove mesi del 2012.

Fatti di rilievo del terzo trimestre del 2013

Cessione di Enel.si da Enel Green Power a Enel Energia

A seguito dell'accordo siglato in data 17 giugno 2013, Enel Green Power ed Enel Energia hanno reso efficace con decorrenza 1° luglio 2013 la cessione dell'intero capitale di Enel.si, società che offre in Italia al mercato *retail* prodotti e soluzioni integrate per la realizzazione di impianti di generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili e per il risparmio e l'efficienza energetica negli usi finali, attraverso una rete di negozi in *franchising*, composta da oltre 700 installatori specializzati.

Il corrispettivo riconosciuto e versato da Enel Energia per l'intero capitale di Enel.si è pari a circa 81 milioni di euro ed è stato determinato, a valle di un meccanismo di aggiustamento prezzo, sulla base dell'*enterprise value* al 31 dicembre 2012 e della posizione finanziaria netta della società in pari data.

Per la Divisione Energie Rinnovabili, l'operazione di cessione si inquadra nell'ambito della strategia di medio-lungo periodo, sempre più orientata ad una crescita nel *business* dello sviluppo, realizzazione e gestione di impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Per il settore Mercato Italia, che ha una posizione di assoluto rilievo nel settore della vendita di energia elettrica e gas sul mercato libero e sul mercato regolato in Italia a famiglie e imprese, l'acquisizione è inserita nella strategia di ampliare la propria offerta commerciale al settore dell'efficienza energetica, coprendo tutta la gamma di esigenze della clientela *retail* e *business* connesse all'utilizzo dell'energia elettrica.

Enel Green Power e EFS Buffalo Dunes firmano un accordo di capital contribution con un consorzio guidato da J.P. Morgan

In data 9 luglio 2013, Enel Green Power North America Development ("EGPD"), una controllata statunitense di Enel Green Power, ed EFS Buffalo Dunes, una controllata di GE Capital, hanno firmato un accordo di *capital contribution* con un consorzio guidato da J.P. Morgan. In base all'accordo, il consorzio si impegna a finanziare per circa 260 milioni di dollari statunitensi il progetto eolico di Buffalo Dunes in Kansas, con una capacità installata di 250 MW.

Il consorzio include anche la Wells Fargo Wind Holdings, la Metropolitan Life Insurance Company e la State Street Bank and Trust Company.

Nel momento in cui il consorzio emetterà il finanziamento nel quarto trimestre 2013 - fatto salvo il rispetto dei requisiti specificati nell'accordo di *capital contribution* - le parti firmeranno un *tax equity agreement* per l'impianto eolico di Buffalo Dunes. Al progetto è associato un contratto d'acquisto a lungo termine dell'energia prodotta dall'impianto.

EFS Buffalo Dunes detiene una quota pari al 51% del progetto eolico ed EGPD detiene il restante 49%, oltre a un'opzione per l'acquisizione del 26% della quota di EFS Buffalo Dunes in date stabilite nel 2013 e 2014.

Standard & Poor's rivede il rating a lungo termine a "BBB" e conferma il rating a breve termine ad "A-2"

In data 11 luglio 2013, l'agenzia Standard & Poor's ha comunicato di aver rivisto il *rating* a lungo termine di Enel a "BBB" (dal precedente "BBB+"). La stessa agenzia ha confermato ad "A-2" il *rating* a breve termine di Enel. L'*outlook* è stabile.

La modifica del *rating* di Enel fa seguito alla revisione del *rating* della Repubblica Italiana recentemente disposta da Standard & Poor's che riflette, tra l'altro, il deterioramento del quadro macroeconomico nel Paese. L'agenzia osserva infine che l'*outlook* stabile riflette l'attesa che Enel riesca a raggiungere e mantenere gli obiettivi economico – finanziari commisurati al livello attuale di *rating*, grazie alla strategia di riduzione dell'indebitamento, al significativo contributo delle attività regolate e alla opportuna diversificazione sotto il profilo geografico e tecnologico attuata nei paesi extraeuropei.

Tale *downgrade* non ha comportato impatti significativi né sul costo del debito in essere, né su quello connesso al nuovo debito, anche in relazione alla scarsa volatilità degli *spread* sul mercato secondario delle obbligazioni emesse da Enel, i cui prezzi riflettevano già il *rating* emesso da Moody's (Baa2), ora allineato a quello di Standard&Poor's (BBB).

Con riferimento ai contratti di finanziamento erogati dalla BEI, si precisa che, solo per alcuni essi (per un importo pari a circa 2 miliardi di euro), le clausole relative ai *covenant* comportano l'impegno da parte delle società del Gruppo beneficiarie di effettuare la rinegoziazione degli stessi o, alternativamente, di fornire apposite garanzie bancarie. In tal senso, è stata avviata la rinegoziazione il cui esito non dovrebbe comportare significativi impatti sul costo del debito, né il rimborso anticipato del debito stesso.

Relativamente agli altri principali contratti di finanziamento, non sono presenti clausole di rimborso anticipato direttamente collegate al livello di *rating*.

Modifiche regolatorie intervenute in Spagna con il Regio Decreto Legge n. 9/2013

Il 12 luglio 2013, il Governo spagnolo ha approvato il Regio Decreto Legge n. 9/2013, che introduce una serie di misure volte a garantire la stabilità finanziaria del sistema elettrico in Spagna. Tale provvedimento, pubblicato nel *Boletín Oficial del Estado* (BOE) il 13 luglio 2013 e approvato dal Parlamento spagnolo il 17 luglio 2013, contiene tra i principali interventi un nuovo regime giuridico ed economico delle attività di generazione da fonti rinnovabili, una revisione della remunerazione della generazione del sistema elettrico peninsulare ed extrapeninsulare, una modifica della remunerazione delle attività di distribuzione e trasporto dell'energia elettrica, una modifica del regime di *capacity payment* ed, infine, la reintroduzione del *Bono social* a carico degli operatori elettrici integrati.

Le misure contenute nel Regio Decreto Legge n. 9/2013 sono destinate inevitabilmente ad avere riflessi sulla redditività conseguibile dal Gruppo Enel in Spagna e, in particolare, dalle attività inerenti la *Cash Generating Unit* (CGU) "Endesa - Penisola Iberica". Si evidenzia, inoltre, che esse si aggiungono a quelle già adottate nel corso del 2012, che avevano contribuito alla perdita di valore rilevata sulla porzione di *goodwill* associata alla stessa CGU per un ammontare, di pertinenza del Gruppo, pari a 2.392 milioni di euro.

Solo a valle dell'approvazione delle citate disposizioni attuative di carattere regolamentare sarà possibile procedere ad una stima attendibile dei relativi impatti economici. Si evidenzia, comunque, che i citati effetti sfavorevoli si innestano in un quadro in cui i risultati economici del corrente anno della predetta CGU stanno pienamente confermando e migliorando le previsioni contenute nel più recente Piano Industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel. Allo stato attuale, in via preliminare e provvisoria, la migliore stima dell'effetto che potrebbe derivare dai provvedimenti contenuti nel citato Regio Decreto Legge, senza tenere conto delle azioni manageriali che il Gruppo dovrà comunque intraprendere per contenerne gli effetti sfavorevoli, porta a minori flussi di cassa lordi annui generati dalla CGU "Endesa - Penisola Iberica" fino ad un massimo di circa 275 milioni di euro nel 2013 e di circa 400 milioni di euro nel 2014. In considerazione della significativa incertezza connessa tanto al completamento del procedimento di approvazione dei provvedimenti attuativi del Regio Decreto Legge n. 9/2013, quanto all'assenza di indicazioni su alcuni elementi fondamentali della regolazione a partire dal 2015 (che non permettono di stimare in modo attendibile l'impatto derivante da tali provvedimenti), e tenuto conto dell'esigenza di determinare gli effetti mitiganti delle azioni manageriali che il Gruppo Enel sta già valutando, ma che potranno essere concretamente definite solo nei prossimi mesi, non sussistono allo stato le condizioni per determinare gli eventuali impatti sulla recuperabilità del valore delle attività di Endesa in Spagna iscritto nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Enel provvederà, appena possibile, ad aggiornare il Piano Industriale per tener conto degli effetti netti sui flussi di cassa futuri derivanti dagli impatti negativi della manovra e delle azioni manageriali che verranno adottate. Solo a valle di ciò, sarà possibile effettuare un aggiornamento del *test di impairment* per la citata CGU per verificare l'esistenza di eventuali ulteriori perdite di valore.

Riconversione dell'ex zuccherificio di Finale Emilia

In data 9 agosto 2013, Enel Green Power e COPROB, primo produttore bieticolo saccarifero nazionale assistito dall'*advisor* finanziario Valore e Capitale Srl - società specializzata in *investment banking* nel settore delle energie rinnovabili - hanno sottoscritto un contratto finalizzato alla realizzazione a Finale Emilia (MO) di una centrale di produzione di energia elettrica da 12,5 MW alimentata da biomasse di origine agricola, attraverso l'acquisizione da parte di Enel Green Power del 70% di Domus Energia, società appartenente al Gruppo COPROB, ora denominata Enel Green Power Finale Emilia.

Enel Green Power prosegue così nella sua strategia di crescita in Italia nel settore delle biomasse e, nel contempo, il Gruppo COPROB perfeziona il complesso processo di ristrutturazione e riconversione degli zuccherifici chiusi nel 2006, per effetto della riforma europea del mercato dello zucchero. Le competenze industriali nel settore delle energie rinnovabili di Enel Green Power unite alla credibilità di COPROB circa l'approvvigionamento della materia prima agricola sono ulteriore garanzia di efficienza e produttività dell'impianto, a tutto vantaggio dello sviluppo del territorio modenese e nel pieno rispetto degli obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili.

Aggiudicazione gare per forniture di energia rinnovabile in Brasile

Il 29 agosto 2013, al termine della gara pubblica del 2013 *Brazilian Reserve Auction*, Enel Green Power ha ottenuto il diritto a stipulare con la CCEE (*Camara de Comercialização da Energia Elétrica*) tre contratti ventennali di fornitura di energia elettrica prodotta da altrettanti progetti eolici, per una capacità totale di 88 MW. Gli impianti, siti nello Stato di Bahia dove la società ha già oltre 146 MW in costruzione, costituiscono un ampliamento dei progetti che EGP si è già aggiudicata nelle gare pubbliche del 2010 e 2012 tenutesi nella stessa regione. I tre campi eolici, che richiedono un investimento complessivo di circa 163 milioni di dollari statunitensi, saranno in grado di generare più di 400 GWh l'anno.

Successivamente, in data 4 settembre 2013, Enel Green Power si è anche aggiudicata dei contratti di fornitura di energia con tre progetti idroelettrici per un totale di 102 MW di capacità, nell'ambito della prima gara pubblica "*New Energy Auction*" del 2013, denominata "A-5". I tre progetti - "*Salto Apiacás*", "*Cabeza de Boi*" e "*Fazenda*" - sono ubicati nello Stato centro-occidentale brasiliano del Mato Grosso e sono vicini tra loro. I tre impianti, la cui realizzazione richiede un investimento complessivo di circa 248 milioni di dollari statunitensi, una volta in esercizio, saranno in grado di produrre fino a circa 490 GWh all'anno di energia sostenibile. I contratti di fornitura che Enel Green Power si è aggiudicata hanno durata trentennale e prevedono la vendita di determinati volumi di energia prodotta dai tre impianti a un *pool* di società di distribuzione operanti sul mercato regolato brasiliano. Si segnala che Enel Green Power adotterà un approccio altamente innovativo e sostenibile per la costruzione dei nuovi impianti, alimentando i cantieri da subito anche con energia rinnovabile. Verrà infatti realizzato un impianto fotovoltaico a film sottile di circa 1,2 MW che sarà in grado di fornire parte dell'energia necessaria ai lavori di costruzione. Una volta realizzati i tre progetti, l'impianto fotovoltaico rimarrà in esercizio, aggiungendo la sua produzione di energia rinnovabile a quella generata dai nuovi impianti idroelettrici.

Emissioni di strumenti finanziari ibridi

Nella sera del 3 settembre 2013 è stata lanciata sul mercato internazionale un'emissione *multi-tranche* di prestiti obbligazionari non convertibili destinati a investitori istituzionali, sotto forma di titoli subordinati ibridi aventi una durata media di circa 60 anni, denominati in euro e in sterline inglesi (GBP) per un controvalore complessivo pari a circa 1,7 miliardi di euro.

In particolare, l'operazione è strutturata nelle seguenti due *tranche*:

- > 1.250 milioni di euro con scadenza 10 gennaio 2074, emessi a un prezzo di 98,956, con cedola fissa annuale del 6,50% fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 10 gennaio 2019. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato è pari allo *Euro Swap Rate* a 5 anni incrementato di un margine di 524,20 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 10 gennaio 2024 e di ulteriori 75 punti base a partire dal 10 gennaio 2039;
- > 400 milioni di sterline inglesi con scadenza 10 settembre 2075, emesse a un prezzo di 98,698, con cedola fissa annuale del 7,75% (oggetto di uno *swap* in euro a un tasso di circa il 7%) fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 10 settembre 2020. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al *GBP Swap Rate* a 5 anni

incrementato di un margine di 566,2 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 10 settembre 2025 e di ulteriori 75 punti base a partire dal 10 settembre 2040.

L'operazione è stata guidata da un sindacato di banche composto, per la *tranche* in euro, da Banca Imi, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., BNP Paribas, Crédit Agricole-CIB Deutsche Bank, ING, J.P. Morgan, Mediobanca, Natixis, Société Générale Corporate & Investment Banking, UniCredit Bank, e, per la *tranche* in sterline da Barclays, BNP Paribas, Deutsche Bank, HSBC, J.P. Morgan, The Royal Bank of Scotland, Santander Global Banking & Markets, UBS Investment Bank.

Successivamente, in data 17 settembre 2013, è stato lanciato sul mercato statunitense un prestito obbligazionario non convertibile destinato a investitori istituzionali, sotto forma di titoli subordinati ibridi aventi una durata di 60 anni, denominato in dollari statunitensi (USD) per un ammontare di 1.250 milioni, per un controvalore alla data di emissione di circa 936 milioni di euro.

L'operazione consiste nell'emissione di un prestito obbligazionario di 1.250 milioni di dollari statunitensi con scadenza 24 settembre 2073, a un prezzo di 99,183, con cedola fissa semestrale del 8,75% (oggetto di uno *swap* in euro ad un tasso di circa il 7,50%) fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 24 settembre 2023. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al *USD Swap Rate* a 5 anni incrementato di un margine di 588 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base e di ulteriori 75 punti base a partire dal 24 settembre 2043.

L'operazione è stata guidata da un sindacato di banche composto da Barclays Capital Inc., Citigroup Global Markets Inc., Credit Suisse Securities (USA) LLC, Goldman, Sachs & Co., J.P. Morgan Securities LLC, Merrill Lynch Pierce Fenner & Smith Incorporated, Mitsubishi UFJ Securities (USA), Inc., Mizuho Securities USA Inc. and Morgan Stanley & Co. LLC.

Entrambe le emissioni sono state effettuate in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 7 maggio 2013 e si collocano nell'ambito delle azioni di rafforzamento della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel contemplate nel piano industriale presentato alla comunità finanziaria in data 13 marzo 2013.

Ai titoli obbligazionari, quotati presso la Borsa di Dublino, è stato assegnato un *rating* provvisorio pari a BB+ da parte di Standard & Poor's, a Ba1 da parte di Moody's e a BBB- da parte di Fitch.

Accordi sindacali aziendali attuativi dell'art. 4, commi 1-7 *ter* della Legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero") nel Gruppo Enel

In data 6 settembre 2013, le principali società italiane facenti parte del Gruppo hanno siglato con le rappresentanze delle organizzazioni sindacali FILCTEM, FLAEI e UILTEC un accordo attuativo dell'accordo quadro del 9 maggio 2013 mediante il quale Enel e gli stessi sindacati avevano definito l'iter con il quale attivare le misure dell'art. 4, commi 1-7 *ter* della Legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero") al fine di conseguire, in modo non traumatico, il corretto dimensionamento degli organici. In particolare, il Gruppo ha avviato nel mese di giugno 2013 tra i propri dipendenti che, per caratteristiche anagrafiche e contributive ricadevano potenzialmente nelle misure dell'art. 4, una fase di verifica mediante la raccolta di manifestazioni di interesse conclusasi il 31 agosto

2013. Gli accordi aziendali attuativi, siglati dopo che ciascuna società del Gruppo ha effettuato una valutazione dell'adeguatezza delle manifestazioni di interesse raccolte in termini di numero, distribuzione territoriale ed organizzativa, definiscono per ciascuna società il numero dei dipendenti interessati dalle previsioni di uscita, fatto salvo il buon esito di ulteriori verifiche tese ad accertare con gli organismi competenti la presenza dei requisiti per l'accesso alle prestazioni.

Accordo per la fornitura di gas naturale dall'Azerbaijan

Il 19 settembre 2013 Enel Trade ha firmato un accordo della durata di 25 anni con il Consorzio Shah Deniz per l'acquisto di quota del gas che sarà prodotto dal campo di Shah Deniz – Fase 2 in Azerbaijan e che sarà trasportato in Italia attraverso il gasdotto TAP (Trans- Adriatic Pipeline). Le forniture di gas dall'Azerbaijan saranno utilizzate da Enel per il mercato italiano. L'accordo entrerà in vigore a valle della decisione finale di investimento sul progetto Shah Deniz – Fase 2 che si prevede avrà luogo entro la fine dell'anno. L'erogazione del gas partirà non prima del 2019. La Fase 2 di sviluppo del giacimento di Shah Deniz, che si trova a circa 70 chilometri al largo delle acque azere del Mar Caspio, consentirà la produzione di 16 miliardi di metri cubi di gas che si aggiungeranno ai 9 miliardi di metri cubi già prodotti dalla Fase 1 del giacimento. Grazie alla Fase 2, per la prima volta il gas azero potrà raggiungere l'Europa. Il gas sarà erogato tramite gli oltre 3.500 km di gasdotti che attraversano l'Azerbaijan, la Georgia, la Turchia, la Grecia, la Bulgaria, l'Albania e, passando sotto all'Adriatico, in Italia.

Accordo per la cessione di Severenergia a Rosneft

Il 24 settembre 2013 Enel Investment Holding ha raggiunto un accordo con Itera, società interamente posseduta da Rosneft, operatore russo attivo nel settore petrolifero e del gas, per la vendita del 40% del capitale di Artic Russia BV; tale società possiede a sua volta una partecipazione del 49% in SeverEnergia, che equivale per Enel ad una quota ponderata del 19,6% nel capitale di quest'ultima. Il corrispettivo ammonta a 1,8 miliardi di dollari statunitensi, che saranno versati in contanti al *closing*. L'esecuzione dell'accordo è soggetta all'approvazione delle competenti autorità *antitrust* e ad altre condizioni sospensive usuali, tra cui le rinunce da parte degli altri soggetti coinvolti nell'operazione.

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

	Primi nove mesi	
	2013	2012
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE brent (dollari/bbl)	108,5	112,2
Prezzo medio dell'olio combustibile BTZ (dollari/t) ⁽¹⁾	630,6	703,3
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ara) ⁽²⁾	80,8	93,9
Prezzo medio del gas (Gb pence/therm) ⁽³⁾	67,9	57,9
Cambio medio dollaro USA per euro	1,32	1,28
Euribor a tre mesi (media del periodo)	0,33%	0,70%

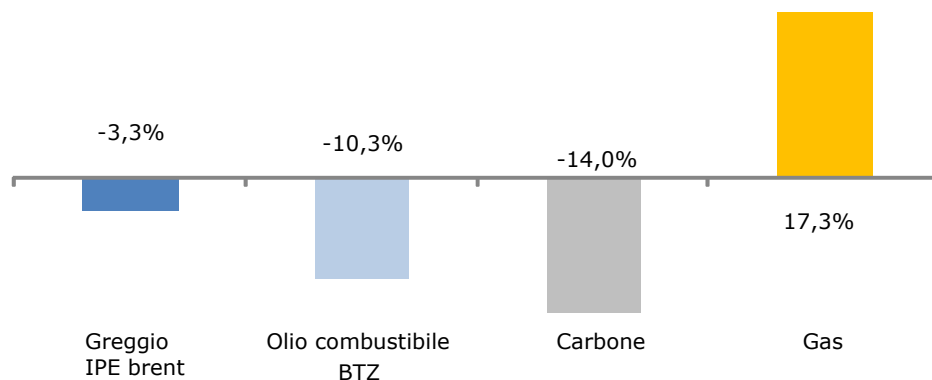
(1) Indice Platt's CIF Med.

(2) Indice API#2.

(3) Indice Belgium Zeebrugge.

Il rapporto di cambio euro/dollaro, pur con andamenti altalenanti, ha visto nel corso del terzo trimestre 2013 un deprezzamento della valuta statunitense sostanzialmente a seguito della debolezza dell'economia e dalle difficoltà nell'intraprendere una ripresa. La crisi delle economie più mature e l'effetto dalle azioni intraprese dai governi e Banche centrali dei paesi coinvolti nel tentativo di facilitare la ripresa della stessa hanno invece fortemente contribuito alla riduzione dei tassi d'interesse nel mercato europeo.

Variazione prezzi medi combustibili nei primi nove mesi 2013 rispetto ai primi nove mesi 2012



Anche nel terzo trimestre 2013 è continuato il generale decremento rilevato nei prezzi delle *commodity*, con la sola eccezione del gas naturale, il cui prezzo continua a rimanere influenzato dall'incertezza degli approvvigionamenti.

I mercati dell'energia elettrica

Domanda di energia elettrica

TWh	Primi nove mesi			
	2013	2012	Variazioni	
Italia	239,0	248,2	(9,2)	-3,7 %
Spagna	184,7	190,6	(5,9)	-3,1%
Romania ⁽¹⁾	37,1	39,2	(2,1)	-5,3%
Russia	560,3	559,9	0,4	0,1%
Slovacchia	21,2	21,2	-	-
Brasile	344,3	333,9	10,4	3,1%
Cile	36,0	34,5	1,5	4,3%
Colombia	45,4	44,4	1,0	2,3%

Fonte: TSO nazionali.

(1) Stima Enel per i primi nove mesi del 2013.

In Europa, i paesi periferici registrano tassi di crescita negativi della domanda di energia elettrica, soprattutto a causa del rallentamento dei consumi industriali e delle incertezze sul contesto macroeconomico. In particolare, nei primi nove mesi del 2013 in Italia si registra una contrazione dei consumi del 3,7% e in Spagna del 3,1% rispetto all'analogo periodo del 2012. La domanda risulta invece *flat* nei paesi dell'Est Europa: Russia e Slovacchia. Continua invece la forte crescita dei consumi nei Paesi dell'America Latina, con incrementi sostenuti per Cile (+4,3%), Brasile (+3,1%) e Colombia (+2,3%).

Andamento dei prezzi *spot* dell'energia elettrica

	Prezzo medio <i>baseload</i> primi nove mesi 2013 (€/MWh)	Variazione prezzo medio <i>baseload</i> primi nove mesi 2013 – primi nove mesi 2012	Prezzo medio <i>peakload</i> primi nove mesi 2013 (€/MWh)	Variazione prezzo medio <i>peakload</i> primi nove mesi 2013 – primi nove mesi 2012
Italia	62,3	-20,9 %	64,8	-22,7 %
Spagna	41,6	-14,6%	45,7	-12,0%
Russia	25,0	6,0%	28,8	6,3%
Slovacchia	37,1	-14,0%	48,1	-10,0%
Brasile	91,1	88,4%	208,6	126,5%
Cile	131,3	-11,3%	213,7	-15,8%
Colombia	70,3	73,3%	166,4	49,9%

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

3° trimestre				Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni				2013	2012	Variazioni	
Produzione netta:									
47.954	55.213	(7.259)	-13,1%	- termoelettrica		135.816	159.750	(23.934)	-15,0%
13.378	11.696	1.682	14,4%	- idroelettrica		40.695	31.548	9.147	29,0%
2.510	2.429	81	3,3%	- eolica		11.447	9.242	2.205	23,9%
1.363	1.316	47	3,6%	- geotermoelettrica		3.962	3.937	25	0,6%
7.919	6.523	1.396	21,4%	- fotovoltaica		18.772	15.631	3.141	20,1%
73.124	77.177	(4.053)	-5,3 %	Totale produzione netta		210.692	220.108	(9.416)	-4,3 %
8.715	8.257	458	5,5%	Importazioni nette		30.099	30.222	(123)	-0,4%
81.839	85.434	(3.595)	-4,2 %	Energia immessa in rete		240.791	250.330	(9.539)	-3,8 %
(415)	(698)	283	40,5%	Consumi per pompaggi		(1.744)	(2.084)	340	16,3%
81.424	84.736	(3.312)	-3,9 %	Energia richiesta sulla rete		239.047	248.246	(9.199)	-3,7 %

Fonte: Fonte dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo settembre 2013).

L'energia richiesta in Italia nei primi nove mesi del 2013 registra un decremento (-3,7%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2012, attestandosi a 239,0 TWh (81,4 TWh nel terzo trimestre 2013). L'energia richiesta del periodo è stata soddisfatta per l'87,4% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (87,8% nei primi nove mesi del 2012) e per il restante 12,6% dalle importazioni nette (12,2% nei primi nove mesi 2012).

Le importazioni nette dei primi nove mesi del 2013 registrano un andamento sostanzialmente in linea rispetto ai primi nove mesi del 2012, mentre nel terzo trimestre 2013 risultano in aumento del 5,5% (+0,5 TWh).

La produzione netta nei primi nove mesi del 2013 registra un decremento del 4,3% (-9,4 TWh), attestandosi a 210,7 TWh (73,1 TWh nel terzo trimestre 2013). In particolare, in un contesto caratterizzato da un minor fabbisogno di energia elettrica, la maggiore produzione da fonte idroelettrica (+9,1 TWh) dovuta alle migliori condizioni di idraulicità e l'incremento della produzione da altre fonti rinnovabili (fotovoltaica per 3,1 TWh ed eolica per 2,2 TWh) a seguito della maggior capacità installata nel Paese hanno comportato una riduzione della generazione da fonte termoelettrica per 23,9 TWh. Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2013.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

3° trimestre				Primi nove mesi			
Milioni di kWh							
2013	2012	Variazioni		2013	2012	Variazioni	
Produzione lorda regime ordinario:							
22.114	24.198	(2.084)	-8,6% - termoelettrica	45.322	71.704	(26.382)	-36,8%
15.633	16.646	(1.013)	-6,1% - nucleare	43.839	46.992	(3.153)	-6,7%
6.000	4.021	1.979	49,2% - idroelettrica	27.356	13.750	13.606	99,0%
43.747	44.865	(1.118)	-2,5% Totale produzione lorda regime ordinario	116.517	132.446	(15.929)	-12,0%
(1.968)	(2.056)	88	4,3% Consumi servizi ausiliari	(4.641)	(6.023)	1.382	22,9%
23.901	23.695	206	0,9% Produzione regime speciale	83.292	76.062	7.230	9,5%
65.680	66.504	(824)	-1,2% Produzione netta	195.168	202.485	(7.317)	-3,6%
(2.816)	(2.502)	(314)	-12,5% Esportazioni nette ⁽¹⁾	(5.724)	(8.213)	2.489	30,3%
(700)	(1.106)	406	36,7% Consumi per pompaggi	(4.723)	(3.676)	(1.047)	-28,5%
62.164	62.896	(732)	-1,2% Energia richiesta sulla rete	184.721	190.596	(5.875)	-3,1%

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Balance electrico diario Peninsular - consuntivo settembre 2013). I volumi dei primi nove mesi 2012 sono aggiornati al 2 ottobre 2013.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nei primi nove mesi del 2013 registra un decremento del 3,1% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2012 (-1,2% nel terzo trimestre 2013), attestandosi a 184,7 TWh (62,2 TWh nel terzo trimestre 2013). Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nei primi nove mesi del 2013 risultano in diminuzione (-30,3%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2012, mentre nel terzo trimestre 2013 si rileva un aumento del 12,5%.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2013 si attesta a 195,2 TWh (65,7 TWh nel terzo trimestre 2013) rilevando una contrazione del 3,6% (-7,3 TWh). In particolare, l'andamento della produzione è del tutto analogo a quanto rilevato in Italia, evidenziando un forte calo della produzione termoelettrica convenzionale (-26,4 TWh) e nucleare (-3,1 TWh), sostanzialmente dovuto alla maggiore produzione da fonte idroelettrica (+13,6 TWh) che ha beneficiato di migliori condizioni di idraulicità del periodo, all'incremento della produzione in regime speciale (+7,2 TWh), nonché alla minore domanda di energia elettrica nel mercato.

Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2013, sia pure con andamenti percentuali meno marcati.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni			2013	2012	Variazioni	
Produzione lorda regime ordinario:								
3.600	3.972	(372)	-9,4%	- termoelettrica	9.896	11.071	(1.174)	-10,6%
3.600	3.972	(372)	-9,4%	Totale produzione lorda regime ordinario	9.896	11.071	(1.174)	-10,6%
(209)	(233)	24	10,2%	Consumi servizi ausiliari	(591)	(662)	72	10,8%
312	322	(10)	-3,0%	Produzione regime speciale	832	831	1	0,1%
3.703	4.061	(358)	-8,8%	Produzione netta	10.138	11.240	(1.101)	-9,8%
418	178	240		- Importazioni nette	986	341	645	-
4.120	4.238	(118)	-2,8%	Energia richiesta sulla rete	11.124	11.581	(456)	-3,9%

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Balance electrico diario Extrapeninsulares - consuntivo settembre 2013). I volumi dei primi nove mesi del 2012 sono stati aggiornati a partire dal mese di ottobre 2012 e fino al mese di agosto 2013.

L'energia richiesta nel mercato extrapeninsulare nei primi nove mesi del 2013 risulta in diminuzione (-3,9%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2012, attestandosi a 11,1 TWh (4,1 TWh, -2,8% nel terzo trimestre 2013). Tale richiesta è stata soddisfatta per il 91,1% dalla produzione netta effettuata sul territorio insulare, mentre la restante parte è coperta dall'interscambio con la Penisola Iberica.

La produzione netta nei primi nove mesi del 2013 registra un decremento del 9,8% (-1,1 TWh) a seguito della minore produzione termoelettrica (-10,6%), a fronte di un andamento in linea della produzione in regime speciale. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2013, ad eccezione della produzione in regime speciale che registra un decremento del 3,0%.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

3° trimestre				Miliardi di m ³	Primi nove mesi			
2013	2012	Variazioni			2013	2012	Variazioni	
	Italia:							
1,8	1,9	(0,1)	-5,3%	Usi domestici e civili	20,7	20,6	0,1	0,5%
3,7	4,0	(0,3)	-7,5%	Industria e Servizi	12,4	12,9	(0,5)	-3,9%
5,4	6,7	(1,3)	-19,4%	Termoelettrico	15,1	19,2	(4,1)	-21,4%
0,5	0,6	(0,1)	-16,7%	Altro ⁽¹⁾	1,6	1,7	(0,1)	-5,9%
11,4	13,2	(1,8)	-13,6%	Totale Italia	49,8	54,4	(4,6)	-8,5%
5,9	6,5	(0,6)	-9,2%	Spagna	20,8	22,9	(2,1)	-9,2%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati "Ministero dello Sviluppo Economico" e Snam Rete Gas.

I primi nove mesi del 2013 sono stati caratterizzati da una forte contrazione della domanda di gas naturale sia in Italia che in Spagna, rispettivamente pari all'8,5% e al 9,2% rispetto allo stesso periodo del 2012. Tale riduzione è attribuibile principalmente al ciclo economico negativo ed al mix delle fonti di generazione, caratterizzato da un uso crescente delle energie rinnovabili.

Aspetti normativi e tariffari

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012, a cui si rinvia per una trattazione completa, di seguito sono riportate le principali variazioni rilevate nei primi nove mesi relativamente agli aspetti normativi e tariffari nei paesi in cui Enel opera.

Il quadro regolamentare europeo

Regolamento sugli strumenti derivati *over-the-counter* (OTC), le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni (EMIR)

Il 23 febbraio 2013 sono stati pubblicati come Regolamenti Delegati della Commissione Europea i principali *Regulatory Technical Standards* di implementazione del regolamento EMIR. A partire dal 15 marzo 2013, data di entrata in vigore di tali regolamenti, sono vigenti alcuni degli obblighi introdotti dal regolamento, tra cui alcune tecniche di mitigazione del rischio per le transazioni in derivati *over the counter* (OTC) non sottoposte a compensazione centralizzata e l'obbligo per le società non finanziarie di monitorare le proprie posizioni in derivati OTC rispetto alle soglie di *clearing*. Ulteriori obblighi di mitigazione del rischio sono entrati in vigore il 15 settembre 2013.

Regolamento sulla Presentazione e Pubblicazione dei Dati sui Mercati dell'Energia Elettrica

A valle del processo di comitologia, il 15 giugno 2013 è stato pubblicato il Regolamento sulla Presentazione e Pubblicazione dei Dati sui Mercati dell'Energia Elettrica (Regolamento della Commissione Europea n. 543/2013). Tale regolamento determina il set di dati minimo su generazione, trasporto, consumo e bilanciamento che deve essere reso disponibile dai partecipanti al mercato elettrico, per successiva raccolta e pubblicazione centralizzata. Lo *European Network of Transmission System Operators for electricity* (ENTSO-E) avrà il compito di istituire una piattaforma centrale per la trasparenza delle informazioni, dove saranno aggregati e pubblicati i dati ricevuti dai TSO o da altri "data provider".

Emission trading

A fronte dell'eccesso di offerta di permessi sul mercato EU ETS la Commissione Europea ha proposto di posticipare la vendita di una parte dei volumi d'asta alla fine della fase 3 con l'obiettivo di ridurre l'offerta sul breve periodo (opzione *back-loading*). Il Parlamento Europeo e il Consiglio sono stati chiamati ad emendare la direttiva EU ETS per legittimare formalmente la Commissione ad intervenire in tal senso. Il 3 luglio 2013 il Parlamento Europeo ha approvato in assemblea plenaria tale proposta di emendamento sul *back-loading* e dato avvio ai triloghi per la negoziazione di un testo condiviso con il Consiglio. Una volta concluso l'iter legislativo di modifica della Direttiva EU ETS, la Commissione potrà adottare la proposta di "back-loading" tramite procedura di comitologia. Parallelamente, è in corso di discussione una revisione strutturale dello schema EU ETS. L'inclusione dei voli internazionali all'interno dell'EU ETS è stata temporaneamente sospesa fino a quando l'assemblea generale ICAO discuterà la possibilità di una soluzione globale per la riduzione delle emissioni del settore aereo.

Divisione Generazione Energy Management e Mercato Italia

Energia elettrica

Mercato all'ingrosso

Con delibera n. 231/2013 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha introdotto a partire dal 1° aprile 2014 un meccanismo di remunerazione per il servizio di regolazione primaria di frequenza fornito dagli impianti programmabili di potenza superiore ai 10 MVA. La delibera definisce i criteri per la remunerazione del servizio, nonché le modalità per la misurazione e il controllo dell'effettivo contributo fornito dagli impianti.

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 13 settembre 2013 è stata definita la procedura concorsuale per individuare gli impianti termoelettrici, alimentati a olio combustibile o con altri combustibili diversi dal gas naturale, attivabili per far fronte a potenziali crisi del sistema di approvvigionamento del gas naturale nell'anno 2014 (periodo gennaio-marzo). A seguito della gara gestita da Terna, sentito il Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas naturale e l'Autorità per l'energia, il Ministero ha individuato un fabbisogno di riduzione dei consumi di gas pari a 13 Mmc/g che è stato interamente soddisfatto dagli impianti di Enel (Montalto di Castro, Rossano e Piombino). Gli impianti selezionati, a fronte della disponibilità ad entrare in servizio in caso di emergenza a costi amministrati, hanno diritto al reintegro dei costi fissi sostenuti nell'anno termico 2013/14.

Mercato retail

Con sentenza del 14 marzo 2013, il TAR Lombardia su ricorso di Edison ha annullato la disciplina del Sistema Indennitario, introdotta dall'AEEG al fine di contenere i comportamenti opportunistici di quei clienti che, nel cambiare fornitore, non pagano le ultime fatture al venditore precedente, rilevando un difetto di attribuzione da parte dell'Autorità stessa. A seguito del ricorso presentato dall'AEEG, il 9 luglio 2013 il Consiglio di Stato ha sospeso la sentenza del TAR e fissato l'udienza di merito al 4 febbraio 2014.

Con delibera n. 456/2013, l'AEEG ha rivisto, a partire dal 1° gennaio 2014, la disciplina per l'assegnazione e l'erogazione del servizio di salvaguardia. In particolare, il provvedimento prevede la riduzione del numero delle aree territoriali assegnate (da 12 a 10), l'introduzione di requisiti più stringenti per l'ammissione alle gare e un meccanismo di reintegro degli oneri dei clienti non disalimentabili.

Gas

Mercato all'ingrosso

Dopo il via libera delle commissioni parlamentari e il parere positivo dell'AEEG, il 6 marzo 2013 è stato firmato il decreto ministeriale di approvazione della disciplina del Mercato a Termine del Gas. Con successivo decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 9 agosto 2013 è stata fissata la data di avvio del suddetto Mercato al 2 settembre 2013.

Con sentenza del 19 aprile 2013, il TAR Lombardia ha annullato i provvedimenti relativi alla definizione delle tariffe di trasporto gas per gli anni 2010 e 2011. L'AEEG ha presentato ricorso avverso la sentenza.

Mercato retail

Con delibera n. 196/2013/R/gas, l'AEEG ha approvato la riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela a valere dal 1° ottobre 2013. Tale provvedimento stabilisce, tra l'altro, che:

- > la componente materia prima (QE), oggi indicizzata principalmente ai prezzi del petrolio, sia riferita per il 100% ai prezzi del mercato *spot*;
- > la componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD) sia rivista in aumento al fine di remunerare i costi di gestione dei clienti e i costi connessi agli oneri per la morosità;
- > siano introdotte nuove componenti di gradualità per tutti i venditori a fronte dei costi e dei rischi connessi con l'adeguamento delle politiche di approvvigionamento.

Le condizioni economiche di tutela continueranno ad essere transitoriamente definite dall'Autorità con riferimento ai soli clienti domestici, per effetto del restringimento del perimetro di tutela di prezzo disposto dal Decreto Legge 21 giugno 2013, n. 69 (cd. Decreto del Fare). Con riferimento alla componente QE, il 13 marzo 2013 il TAR Lombardia, nell'ambito del giudizio instaurato da A2A, ha annullato (con validità *erga omnes*) le delibere con cui l'AEEG aveva modificato (in riduzione) la formula della stessa per gli anni termici 2010/2011 e 2011/2012. L'AEEG ha presentato ricorso avverso la sentenza.

Divisione Infrastrutture e Reti

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Con la delibera n. 122/13, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha pubblicato le tariffe di riferimento per l'attività di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica per l'anno 2013 e aggiornato quelle del 2012 in base alle quali viene determinato, per ciascun esercente, il livello dei ricavi riconosciuti a copertura dei costi per le infrastrutture di rete.

Le nuove tariffe di riferimento sono fissate in modo tale da rendere l'esercente neutrale rispetto a variazioni inattese nei volumi di energia distribuiti.

Certificati bianchi

Con la delibera n. 348/2013 l'AEEG ha dato mandato alla Cassa Conguaglio di effettuare, entro il 30 settembre 2013, il pagamento del contributo tariffario spettante a ciascun distributore obbligato risultato totalmente o parzialmente adempiente al proprio obiettivo specifico di risparmio energetico per l'anno 2012. Enel Distribuzione ha incassato circa 256 milioni di euro.

Divisione Iberia e America Latina

Spagna

Legge n.17/2013 per la sicurezza delle forniture e la promozione della concorrenza nei sistemi elettrici insulari ed extrapeninsulari

Il 15 marzo 2013, il Consiglio dei Ministri (CdM) ha approvato la sottomissione al Parlamento di un progetto di legge recante diverse disposizioni per la promozione della sicurezza delle forniture e della concorrenza. I principali aspetti del progetto di legge sono:

- > promozione della capacità di generazione più efficiente: si autorizza la concessione del regime remunerativo del SEIE (oggi relativo alla generazione nel territorio extrapeninsulare) a nuovi impianti per ragioni di efficienza e sicurezza degli approvvigionamenti, precedentemente circoscritta ai casi di non soddisfacimento dell'indice di copertura della domanda;

- > incentivo all'entrata di nuovi operatori: gli operatori detentori di più del 40% della potenza installata non potranno beneficiare del regime remunerativo del SEIE o di incentivi per nuovi impianti. Sono previste eccezioni per gli impianti rinnovabili che hanno vinto procedure concorsuali, che dispongono dell'autorizzazione o iscritte al registro di pre-assegnazione e per investimenti di modernizzazione o miglioramento dell'efficienza che non suppongano un aumento di capacità o per i quali nessun altro agente abbia manifestato interesse;
- > si stabilisce che la titolarità degli impianti di pompaggio aventi finalità di sicurezza della fornitura e del sistema, nonché dell'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili passerà all'operatore di sistema, facendo salva la struttura proprietaria degli impianti già in esercizio. Negli altri casi i progetti verranno aggiudicati mediante procedure competitive. Alla stregua del settore elettrico gli impianti di rigassificazione passeranno all'operatore di sistema nell'arco di sei mesi;
- > si abilita il Ministero dell'Energia a stabilire un nuovo meccanismo retributivo per le nuove installazioni, con il fine di ridurre i costi di generazione e le congestioni;
- > modifica nel calcolo del costo del combustibile, che sarà determinato su base competitiva secondo criteri di trasparenza, obiettività e non discriminazione;
- > controllo da parte del Ministero e dell'Operatore del Sistema sulla remunerazione degli operatori che potrà essere ridotta dalla *Dirección General de Política energética y Minas* (DGPE) nel caso in cui si verifichi una riduzione sostanziale della disponibilità o indici di qualità degli impianti.

L'iter parlamentare si è concluso con l'approvazione del Congresso dei Deputati il 17 ottobre 2013 e l'entrata in vigore il giorno seguente alla pubblicazione in Gazzetta Ufficiale, avvenuta il 30 ottobre 2013.

Legge per la creazione della *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*

La Legge n. 3/2013 riforma l'architettura degli organismi di supervisione e regolazione introducendo un modello di convergenza attraverso la creazione di un nuovo organismo, la *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC), che incorporerà le funzioni afferenti a diversi enti, tra cui la *Comisión Nacional de la Competencia* (CNC) e il regolatore del settore energetico (CNE). La Commissione avrà dunque da un lato funzioni di carattere generale, come la difesa e la promozione della concorrenza, e dall'altro funzioni con carattere specifico su determinati settori e mercati regolati. Rispetto al settore energetico, la CNMC assume le funzioni di supervisione e controllo del settore elettrico e del gas naturale, mentre vengono trasferite al Ministero dell'Energia diverse funzioni tra cui quella relativa alle operazioni di *settlement* del sistema elettrico. La Commissione è entrata in funzione il 7 ottobre 2013.

Regio Decreto n. 9/2013 e Riforma Energetica

Il 12 luglio 2013, il Governo spagnolo ha emanato il Regio Decreto Legge n. 9/2013. Tale provvedimento, pubblicato nel *Boletín Oficial del Estado* (BOE) il 13 luglio 2013 e approvato dal Parlamento il 17 luglio 2013, contiene una serie di misure urgenti volte a garantire la stabilità finanziaria del sistema elettrico in Spagna. Le principali novità introdotte dal provvedimento in questione riguardano:

- > la modifica della remunerazione del trasporto e della distribuzione. Per quest'ultima viene assegnato carattere definitivo alla remunerazione del primo semestre 2013 ed introdotto un regime transitorio per il secondo semestre 2013 e per l'anno 2014, basato su una metodologia che prevede una RAB (*Regulatory Asset Base*) implicita ed un tasso di

remunerazione pari alla media del rendimento dei titoli di stato spagnoli a dieci anni, registrato nei tre mesi precedenti l'entrata in vigore del provvedimento e maggiorato per i due periodi sopra citati, rispettivamente, di 100 e 200 punti base;

- > la riduzione della remunerazione relativa all'incentivo agli investimenti in capacità (*capacity payment*) che passa da 26.000 a 10.000 euro/MW/anno, con raddoppio del periodo residuo di percezione del beneficio. Inoltre, tale incentivo viene eliminato per gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 1° gennaio 2016;
- > la reintroduzione, a carico delle imprese elettriche verticalmente integrate, del finanziamento del "*Bono Social*", la cui ripartizione percentuale sarà calcolata annualmente dalla *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC);
- > la ridefinizione della quota di extra-costi legati alle attività nei sistemi peninsulari ed extrapeninsulari, finanziata a carico del bilancio statale al 50% rispetto al 100% precedentemente previsto;
- > l'introduzione di un nuovo regime giuridico ed economico per le fonti energetiche rinnovabili, la cogenerazione ed i rifiuti, la cui remunerazione sarà data dal mercato dell'energia e da una compensazione aggiuntiva per la copertura dei costi d'investimento di un'impresa efficiente non recuperabili attraverso il mercato. Tale compensazione verrà concessa qualora non venga raggiunta una redditività di progetto superiore a quella considerata ragionevole, pari al valore dei titoli di stato a 10 anni maggiorata di 300 punti base;
- > il riconoscimento di una garanzia statale pari a 4.000 milioni di euro per il *deficit* generato nel 2012 e della possibilità di cederlo al FADE.

L'attuazione delle misure contenute nel citato Regio Decreto Legge, che pure risultano immediatamente esecutive a partire dalla data di pubblicazione nel BOE, richiede l'approvazione di una serie di decreti ed ordini ministeriali che definiranno le relative modalità applicative. In base alla normativa spagnola, tali disposizioni di carattere regolamentare devono essere sottoposte a pubblica consultazione ed accompagnate da specifiche relazioni delle autorità competenti, costituendo attuazione di norme di legge. La conclusione del procedimento, con l'emanazione dell'insieme di tali disposizioni di carattere regolamentare, dovrebbe avvenire entro la fine dell'anno.

Inoltre, per quanto concerne il resto delle misure annunciate, sono ancora in discussione ed in elaborazione:

- > un Progetto di Legge di riforma della legge fondamentale del settore elettrico, contenente, tra gli altri, un quadro normativo volto ad evitare la creazione di nuovi squilibri annuali. Il 20 settembre 2013, il progetto di legge è entrato in Parlamento e si attende l'approvazione entro fine anno;
- > numerosi Decreti Legge di revisione e disegno della regolazione della trasmissione, distribuzione, energie rinnovabili e cogenerazione, generazione distribuita e autoconsumo, interrompibilità, remunerazione della capacità e mercato all'ingrosso, remunerazione dei sistemi elettrici insulari ed extra-peninsulari, fornitura e vendita.

Per quanto concerne il periodo successivo all'annuncio della riforma, il 2 agosto 2013 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale l'ordine ministeriale n. IET/1491/2013 recante la revisione straordinaria delle tariffe di accesso per il 2013. Le suddette tariffe sono state aumentate del 6,8% ed è stata modificata la struttura di *pricing* a favore della componente di capacità rispetto a quella energia.

Infine, il 18 ottobre 2013, è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale la Legge n. 15/2013 che stabilisce il finanziamento mediante bilancio statale di una serie di costi del sistema elettrico originati dalla promozione della produzione elettrica mediante fonti energetiche rinnovabili e con cui si concede un credito straordinario al bilancio del Ministero dell'Energia di massimo 2,2 miliardi di euro. Tale ammontare, assieme alle entrate straordinarie delle misure fiscali introdotte dalla legge 15/2012 e ai proventi della aste dei diritti di emissione di CO₂ contribuirà al raggiungimento dell'equilibrio del sistema nell'anno 2013.

Argentina

Risoluzione n. 95/2013 - Nuova remunerazione per la generazione

Il 22 marzo 2013, la *Secretaría de Energía* ha approvato la risoluzione n. 95/2013 che prevede una nuova metodologia per la remunerazione delle società di generazione. Il nuovo modello dovrebbe permettere agli operatori di recuperare i costi fissi e variabili e garantire la redditività dell'investimento. Il nuovo quadro regolamentare prevede, inoltre, che CAMMESA gestisca l'approvvigionamento dei combustibili ed il mercato a termine, una volta che i contratti esistenti saranno scaduti. La nuova regolazione è applicabile a partire dal mese di febbraio 2013.

Risoluzione n. 250/2013 – Approvazione ricavi MMC e riconoscimento compensazione con debiti derivanti dal meccanismo PUREE

Il 7 maggio 2013 la *Secretaría de Energía* ha approvato la Risoluzione n. 250/2013 che determina il valore residuo del credito MMC (aggiornamento tariffario previsto nel 2006 e solo parzialmente implementato) e permette la sua compensazione fino a febbraio 2013 con il debito corrispondente al programma PUREE (meccanismo di premi/penalità per incentivazione efficienza energetica creato attraverso la Res. n. 745/2005) e con altri debiti di Edesur nei confronti del sistema. Il saldo risultante sarà destinato ad un fondo specifico creato nel novembre 2012 per finanziare investimenti sulla rete di distribuzione. La *Secretaría de Energía* si riserva la facoltà di estendere parzialmente o totalmente quanto disposto nella risoluzione in base alle informazioni che le saranno fornite dal regolatore energetico (ENRE) e da CAMMESA.

Brasile

Decreto Presidencial n. 7945/2013

L'8 marzo 2013 è stato pubblicato il Decreto Presidenziale n. 7945/2013, il quale autorizza il passaggio di risorse governative alle società di distribuzione per il pagamento di una parte di costi addizionali derivanti dal dispacciamento delle fonti termiche e dalla esposizione contrattuale al mercato a pronti e sopportati dai distributori. I costi addizionali che non riceveranno compensazione immediata dal Governo saranno invece recuperati attraverso la tariffa elettrica. In ogni caso, su decisione del regolatore (ANEEL), tali costi addizionali potranno essere ricevuti dai distributori attraverso la tariffa in occasione dei rispettivi aggiustamenti tariffari o mediante nuovi passaggi di risorse.

Cile

Legge sulle concessioni elettriche

Il 6 giugno 2013, il Parlamento ha approvato con legge la semplificazione del processo di rilascio di concessioni elettriche per lo sviluppo della rete di trasmissione. Il 27 settembre 2013 la legge è stata definitivamente approvata ed è in attesa di promulgazione.

Perù

Revisione tariffaria Edelnor

Il 16 ottobre 2013 il Regolatore ha pubblicato la risoluzione con i nuovi parametri per il prossimo periodo tariffario. La revisione ha un impatto positivo per Edelnor comportando un aumento dei ricavi riconosciuti dell'1,2%.

Divisione Internazionale

Russia

Riforma del mercato elettrico

All'inizio del 2013 è stata avanzata una proposta di modifica del disegno di mercato elettrico che prevede il passaggio da un mercato centralizzato di capacità ed energia ad un sistema di contratti bilaterali senza remunerazione separata per la capacità, preservando i contratti DPM già esistenti (lista di nuovi impianti individuati dal governo esclusa dal mercato della capacità). La prima versione della suddetta riforma è stata discussa dal Governo nel mese di marzo 2013 e si prevede la presentazione di una seconda versione a cavallo tra il terzo e il quarto trimestre 2013. In caso di approvazione, la riforma entrerebbe in vigore a partire dal 2015.

Garanzie finanziarie nel mercato all'ingrosso

Con l'ordinanza del 21 febbraio 2013 approvata dal *Market Council*, si introduce l'obbligo di garanzie finanziarie nel mercato all'ingrosso (mercato del giorno prima e del bilanciamento) condizionato ad un sistema di monitoraggio svolto da un'autorità centrale (ZFR) che garantisca la disciplina e le tempistiche dei pagamenti. Conseguentemente, gli operatori di mercato che non rispettino la disciplina dei pagamenti nel periodo marzo-maggio 2013 saranno obbligati a predisporre una garanzia finanziaria a partire del 1° luglio 2013. Successivamente il monitoraggio verrà effettuato su base continua.

Approvata la strategia per lo sviluppo delle reti

Il 9 aprile 2013 è stato pubblicato il Decreto n. 511 "sulla strategia di sviluppo delle reti" che, tra le varie disposizioni, contiene le seguenti misure:

- > le componenti volte alla remunerazione delle reti di trasmissione e di distribuzione non potranno superare il 40% della tariffa finale;
- > eliminazione dei sussidi incrociati entro il 2022;
- > introduzione della possibilità di diversificare su base regionale la tariffa di trasmissione applicabile ai grandi clienti industriali;
- > privatizzazione di alcune società operanti le reti di distribuzione da affidare mediante asta. La cessione del controllo di una delle compagnie di distribuzione, MRS, avverrà nel 2014;
- > a partire dal 2014 introduzione di un *bonus* sociale per una fascia di consumatori vulnerabili da definire mediante futuri decreti.

Nuova legge per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili

Il 28 maggio 2013 è stato pubblicato il Decreto Governativo n. 449 "sulla promozione della produzione da energia rinnovabile nel mercato all'ingrosso". Il quadro normativo prevede una remunerazione simile al sistema di *capacity payment* disponibile per gli impianti termici (DPM) con dei limiti di volume di energia incentivabile suddivisi per tecnologia. L'assegnazione della

remunerazione avviene mediante aste, la prima delle quali svoltasi a settembre, sulla base del costo minimo di capitale dichiarato cui si applica un tetto massimo stabilito dal Governo.

Approvazione delle modifiche del codice tributario

Sono state approvate le modifiche alle tariffe MET (tassa per l'estrazione) per il petrolio e il gas. La nuova formula per il gas sarà implementata a partire dal 1° luglio 2014 ed apporterà maggiore chiarezza alla normativa fiscale del settore.

Slovacchia

Decreto sulla regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Il Decreto URSO n. 221/2013 sulla regolamentazione nel settore elettrico è stato definitivamente approvato nel luglio 2013. Le principali tematiche possono essere riassunte come segue:

- > relativamente agli oneri di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione (*G-component*), è stata introdotta una tassa di accesso a carico dei generatori connessi alle reti di trasmissione o distribuzione. Gli oneri sono stati fissati per un massimo di 0,5 euro/MWh per i generatori connessi alla rete TSO e per il valore calcolato al 30% della capacità riservata per i generatori connessi alla rete DSO;
- > da tale meccanismo sono stati esentati i fornitori di servizi ausiliari o fornitori di energia elettrica alle reti TSO, nonché gli impianti idroelettrici con capacità installata inferiore a 5 MW;
- > per quanto riguarda il *must run* dell'impianto ENO, i costi variabili associati direttamente all'acquisto di lignite, l'acquisto di quote di emissione di CO₂ e di altri costi (acqua, nafta, altri additivi) saranno considerati come costi ammissibili e saranno rimborsati. I costi fissi saranno adeguati per il coefficiente di utilizzazione dell'impianto.

Francia

Legge n. 2013-312 – Transizione energetica e progressività delle tariffe

Nel marzo 2013 il Governo ha approvato una legge volta ad introdurre criteri di progressività nelle tariffe per il consumo residenziale di acqua, energia elettrica e calore. Il meccanismo di progressività previsto verteva su un sistema di "*bonus-malus*" applicabile dal 1° gennaio 2015. Tuttavia, in sede di verifica, la Corte Costituzionale ha bocciato il meccanismo poiché ritenuto contrario al principio di eguaglianza. Il ministro dell'Energia e dell'Ecologia ha annunciato che il Governo non intende rinunciare alla tariffazione progressiva e che nel progetto di legge di programmazione sulla transizione energetica, atteso in ottobre, verrà proposta una nuova soluzione.

Il 15 aprile 2013, è stata pubblicata la legge n. 2013-312 recante varie misure per preparare la transizione energetica e che prevede, tra l'altro, semplificazioni alle procedure di autorizzazione per gli impianti eolici ed alcune disposizioni per la gestione della domanda elettrica.

Divisione Energie Rinnovabili

Italia

Corrispettivi di sbilanciamento

Con sentenze del 24 giugno 2013, il TAR Lombardia ha annullato la delibera n. 281/12 nella parte in cui stabiliva, a partire dal 1° gennaio 2013, corrispettivi onerosi per gli sbilanciamenti (differenza tra effettiva produzione immessa in rete e programma definito in esito ai mercati dell'energia) a carico dei titolari di impianti alimentati da fonti non programmabili.

A seguito di ricorso presentato dall'AEEG, il Consiglio di Stato, rinviando la decisione di merito sulla legittimità della delibera, ha rigettato l'istanza di sospensiva presentata da AEEG e specificato che restano vigenti le prescrizioni della delibera n. 281/12 necessarie a garantire la sicurezza del sistema. In attuazione delle ordinanze del Consiglio di Stato, con delibera n. 462 del 17 ottobre 2013, l'AEEG ha chiarito che a partire dal mese di ottobre 2013 i corrispettivi di sbilanciamento oneroso si applicano agli sbilanciamenti effettivi eccedenti la franchigia del 20% del programma di immissione. Per quanto concerne gli sbilanciamenti effettivi relativi ai mesi antecedenti, invece, la regolazione economica sarà definita solo in esito alla decisione di merito del Consiglio di Stato sulla legittimità della delibera n. 281/12, attesa per il 2014.

Bulgaria

Revoca della tassa sulle connessioni alla rete

A marzo 2013, sulla base di un ricorso presentato da numerosi operatori privati, la Corte Suprema amministrativa bulgara ha revocato la misura introdotta a settembre 2012 che introduceva un nuovo contributo di accesso alla rete applicato a tutti gli impianti di produzione rinnovabile. Il regolatore ha però presentato istanza di appello contro questa decisione, rendendola di fatto inapplicabile fino alla fine del procedimento giudiziario. Nel mese di giugno 2013, la Corte Suprema ha preso la prima decisione definitiva cancellando il contributo di accesso alla rete. Gli operatori rinnovabili, incluso EGP Bulgaria, hanno chiesto il rimborso di quanto pagato in termini di contributo di accesso alla rete.

Romania

Modifica del meccanismo d'incentivazione dei certificati verdi

A seguito dell'annuncio del Governo rumeno di voler intervenire sul meccanismo di supporto alle fonti energetiche rinnovabili al fine di contenerne il costo per i consumatori finali, a giugno 2013 è stata emessa l'ordinanza (EGO n. 57/2013) di modifica temporanea del meccanismo dei certificati verdi (CV). L'Ordinanza, tra le varie misure, prevede:

- > di sospendere per un periodo limitato (dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017) l'emissione di parte dei certificati dovuti ai produttori rinnovabili. Tali CV trattenuti saranno riassegnati gradualmente a partire dal 1° aprile 2017 (per il fotovoltaico e per il mini-idro) o dal 1° gennaio 2018 (per gli impianti eolici) fino a dicembre 2020;
- > riduzione o sospensione del diritto ad ottenere i CV per i nuovi impianti che non hanno conseguito la certificazione finale;
- > il mancato riconoscimento di CV per l'energia prodotta in eccesso rispetto al piano di produzione orario giornaliero comunicato dai produttori al mercato (sbilanciamenti positivi);
- > il divieto di stipulare contratti bilaterali di vendita di energia e CV. I contratti dovranno essere necessariamente stipulati attraverso la piattaforma pubblica OPCOM.

L'ordine dell'ANRE n. 56/2013, approvato a luglio 2013, ha chiarito uno degli aspetti implementativi necessari sul tema della sospensione dei CV. In particolare, i produttori riceveranno il numero di CV previsto, non avendo però la possibilità di commercializzare quelli sospesi. Restano ancora da chiarire i restanti aspetti.

Grecia

Nuove disposizioni per il settore delle energie rinnovabili

Ad aprile 2013, mediante l'adozione della Legge n. 4152/13, il Parlamento greco ha approvato una serie di misure applicabili al settore delle energie rinnovabili. Tra le nuove misure, entrate in vigore il 9 maggio 2013 a seguito della pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale, vi sono:

- > un incremento della tassa sui profitti degli impianti fotovoltaici introdotta dalla Legge n. 4093/2012 che passa dal 30% al 37% o al 42% a seconda della data di entrata in esercizio;
- > modifica delle condizioni concernenti le procedure di autorizzazione dei nuovi impianti e delle metodologie di calcolo per la definizione dell'imposta;
- > una riduzione dei valori delle tariffe incentivanti (*Feed In Tariffs*) applicabili ai nuovi impianti fotovoltaici di circa il 40% rispetto ai valori stabiliti dall'ultima revisione avvenuta nell'agosto 2012;
- > sospensione sino al termine del 2013 del rilascio delle autorizzazioni per la connessione alla rete e dei *Power Purchasing Agreements* (PPA) agli impianti fotovoltaici.

Stati Uniti

American Taxpayer Relief Act

Il 2 gennaio 2013, il Presidente Obama ha firmato la Legge "American Taxpayer Relief Act" che estende di un anno la scadenza della *U.S. Production Tax Credit* (PTC) per l'eolico. Inoltre, la legge modifica le condizioni per potersi qualificare per l'incentivo per tutte le tecnologie: gli impianti non devono più essere "messi in esercizio", ma "avviare la costruzione" entro il 1° gennaio 2014. Il 13 maggio 2013 sono state definite le linee generali sui requisiti necessari per la definizione di "avvio costruzione" ai fini della qualificazione per i PTC. Tali criteri autorizzano i progetti a qualificarsi se rispondono a specifici requisiti, se sono state avviate le attività fisiche prima del 1° gennaio 2014 e se le attività sono svolte continuativamente fino alla "messa in esercizio" dell'impianto (*Commercial Operation Date* – COD). Il 20 settembre 2013 sono stati definiti ulteriori dettagli operativi relativi alla qualificazione di "avvio costruzione" ai fini della qualificazione per i PTC.

Centro America

Mercato Elettrico Regionale

Il 1° giugno 2013 il Regolatore Regionale (CRIE) ha annunciato l'avvio ufficiale del Mercato Elettrico Regionale (MER), con la conclusione del regime transitorio in vigore da marzo 2013. L'implementazione dello schema di regolamentazione regionale rappresenta il primo passo per il consolidamento delle norme relative agli scambi transfrontalieri tra i 6 paesi del Centro America (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica e Panama).

Messico

Strategia Energetica Nazionale

Il 9 aprile 2013 è stata approvata dal Congresso messicano la Strategia Energetica Nazionale 2013-2027 confermando l'impulso alle rinnovabili attraverso la partecipazione di investitori privati e la volontà di ridurre le emissioni dei gas a effetto serra (35% della produzione da fonti non fossili entro il 2024). Il documento è all'attenzione del Governo per l'ufficializzazione formale.

Modifica alla Legge sulle Energie Rinnovabili

Il 7 giugno 2013, il Governo messicano ha pubblicato una modifica alla legge sulle energie rinnovabili (LAERFTE) che ridefinisce gli *standard* di qualificazione per gli impianti rinnovabili idroelettrici. Con le modifiche introdotte, gli impianti di dimensioni superiori ai 30 MW saranno qualificati come rinnovabili qualora il rapporto tra la capacità produttiva e l'area delle mura di contenimento del bacino risulti maggiore di 10 W/m². La qualifica garantisce l'applicabilità degli incentivi attribuiti disponibili per le fonti rinnovabili come ad esempio costi di trasporto inferiori e sgravi fiscali.

Panama

Incentivazione Solare

Il 12 giugno 2013, in linea con la politica energetica volta alla diversificazione della matrice energetica, il Governo panamense ha ratificato la Legge n. 605 che stabilisce incentivi fiscali per sostenere lo sviluppo della tecnologia solare. I nuovi incentivi includono un'esenzione dalle imposte d'importazione, un credito fiscale (5% delle spese di capitale) ed un ammortamento accelerato.

Cile

Regolamento sulla geotermia

L'8 marzo 2013 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto Supremo n. 114 del Ministero dell'Energia che disciplina alcuni aspetti della Legge n. 19.657 in materia geotermica. Il decreto, derogando al precedente Decreto n. 32, delinea un quadro normativo migliorativo su una serie di aspetti tra cui il riconoscimento del c.d. "diritto di esclusività" per l'ottenimento della concessione di sfruttamento una volta completate le attività di esplorazione prevedendo in tal senso maggior certezza giuridica e protezione per l'investitore.

Legge a sostegno delle energie rinnovabili

Il 3 settembre 2013, il Senato ha approvato la legge n. 20257 a sostegno delle energie rinnovabili, che stabilisce l'immissione nel sistema elettrico di una quota di energia rinnovabile calcolata in termini percentuali rispetto al totale contrattualizzato. In particolare, per i contratti firmati tra il 2007 e il 2013, il *target* è del 10% al 2024, mentre per i contratti successivi al 2013 il *target* è del 20% al 2025. Il 14 ottobre 2013 il presidente cileno ha firmato il testo di legge così come approvato in Senato, concludendo l'iter legislativo.

Costa Rica

Mercato volontario per la compensazione di CO₂

Il 10 settembre 2013 è stato approvato il Decreto n. 62-2012 con cui è stata formalizzata la creazione di un mercato volontario per la commercializzazione di crediti di carbonio. Il mercato, articolato su un meccanismo *Cap and Trade* legato a progetti forestali e di efficienza energetica, dovrebbe essere operativo a partire dal 2014.

Prevedibile evoluzione della gestione

La contrazione della domanda di energia elettrica registrata nei primi nove mesi del 2013 nei Paesi dell'Eurozona ed, in particolare, in Italia (-3,7%) e in Spagna (-2,8%) dimostra il perdurare delle condizioni economiche sfavorevoli dei due Paesi, sebbene sia in Italia che in Spagna si assista ad un rallentamento della riduzione della domanda sia nel secondo che terzo trimestre, mentre si conferma lo scenario di crescita per alcuni Paesi dell'America Latina e per la Russia.

In tale contesto, Enel prosegue, coerentemente con quanto previsto nel Piano industriale 2013-2017, con il programma di efficientamento globale lanciato lo scorso mese di marzo e che già al 30 settembre 2013 ha superato il *target* stabilito per l'intero anno. Enel prosegue, altresì, nelle attività di ottimizzazione degli investimenti, dando priorità allo sviluppo nei mercati emergenti e nel settore delle energie rinnovabili.

Il proseguimento dei citati programmi, unitamente alle azioni poste in essere per la riduzione dell'indebitamento, consentono di confermare gli obiettivi annunciati al mercato per il 2013, nonostante il citato scenario macroeconomico sfavorevole e l'incertezza attuale del sistema regolatorio in Spagna.

Situazione contabile consolidata

Conto economico consolidato sintetico

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2013	2012 <i>restated</i>	Variazioni			2013	2012 <i>restated</i>	Variazioni	
18.992	21.207	(2.215)	-10,4%	Totale ricavi	59.149	61.899	(2.750)	-4,4%
14.975	16.888	(1.913)	-11,3%	Totale costi	46.584	49.361	(2.777)	-5,6%
(123)	102	(225)	-	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(378)	198	(576)	-
3.894	4.421	(527)	-11,9 %	MARGINE OPERATIVO LORDO	12.187	12.736	(549)	-4,3 %
1.584	1.620	(36)	-2,2%	Ammortamenti e perdite di valore	4.709	4.550	159	3,5%
2.310	2.801	(491)	-17,5 %	RISULTATO OPERATIVO	7.478	8.186	(708)	-8,6 %
431	443	(12)	-2,7%	Proventi finanziari	1.877	1.940	(63)	-3,2%
1.180	1.268	(88)	-6,9%	Oneri finanziari	3.893	4.266	(373)	-8,7%
(749)	(825)	76	-9,2 %	Totale proventi / (oneri) finanziari	(2.016)	(2.326)	310	-13,3 %
14	20	(6)	-30,0 %	Quota dei proventi / (oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	69	65	4	6,2 %
1.575	1.996	(421)	-21,1 %	RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	5.531	5.925	(394)	-6,6 %
605	794	(189)	-23,8%	Imposte	2.078	2.309	(231)	-10,0%
970	1.202	(232)	-19,3 %	Risultato delle <i>continuing operations</i>	3.453	3.616	(163)	-4,5 %
-	-	-	-	Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-
970	1.202	(232)	-19,3 %	RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e terzi)	3.453	3.616	(163)	-4,5 %
655	949	(294)	-31,0%	Quota di interessenza del Gruppo	2.335	2.784	(449)	-16,1%
315	253	62	24,5%	Quota di interessenza di terzi	1.118	832	286	34,4%
				<i>Risultato netto del Gruppo per azione (euro) ⁽¹⁾</i>	<i>0,25</i>	<i>0,30</i>	<i>(0,05)</i>	<i>-16,7 %</i>

(1) Il risultato netto diluito del Gruppo per azione coincide con il risultato netto del Gruppo per azione.

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2013	2012 <i>restated</i>
Risultato netto del periodo (Gruppo e Terzi)	3.453	3.616
Altre componenti di conto economico complessivo riclassificabili a conto economico:		
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	(148)	(319)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(12)	(4)
Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari destinati alla vendita	(81)	(329)
Differenze di cambio	(2.168)	468
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(2.409)	(184)
Utile complessivo rilevato nel periodo	1.044	3.432
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	1.267	2.225
- dei terzi	(223)	1.207

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	al 30.09.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	Variazione
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
- Attività materiali e immateriali	100.703	103.388	(2.685)
- Avviamento	15.812	15.918	(106)
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	717	1.115	(398)
- Altre attività non correnti ⁽¹⁾	12.851	13.134	(283)
Totale	130.083	133.555	(3.472)
Attività correnti			
- Rimanenze	3.472	3.338	134
- Crediti commerciali	12.939	11.719	1.220
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.152	9.891	(1.739)
- Altre attività correnti ⁽²⁾	15.461	13.274	2.187
Totale	40.024	38.222	1.802
Attività possedute per la vendita	636	317	319
TOTALE ATTIVITÀ	170.743	172.094	(1.351)
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
- Patrimonio netto di Gruppo	35.604	35.775	(171)
- Interessenze di terzi	17.413	16.312	1.101
Totale patrimonio netto	53.017	52.087	930
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine	55.236	55.959	(723)
- Fondi diversi e passività per imposte differite	23.722	24.973	(1.251)
- Altre passività non correnti	3.543	3.704	(161)
Totale	82.501	84.636	(2.135)
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	9.307	8.027	1.280
- Debiti commerciali	10.426	13.903	(3.477)
- Altre passività correnti	15.470	13.433	2.037
Totale	35.203	35.363	(160)
Passività possedute per la vendita	22	8	14
TOTALE PASSIVITÀ	117.726	120.007	(2.281)
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	170.743	172.094	(1.351)

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2013 rispettivamente pari a 3.507 milioni di euro (3.430 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e 153 milioni di euro (146 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2013 rispettivamente pari a 6.320 milioni di euro (5.318 milioni di euro al 31 dicembre 2012), 2.390 milioni di euro (2.211 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e 31 milioni di euro (42 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato

Milioni di euro	Capitale sociale e riserve del Gruppo											Patrim. netto del Gruppo	Patrim. netto di terzi	Totale Patrim. netto
	Capitale sociale	Riserva da sovrapp. azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva convers. bilanci in valuta estera	Riserve da valutaz. strumenti finanziari	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva per operazioni su <i>non controlling interest</i>	Riserva da partec. valutate con metodo patr. netto	Riserve per benefici ai dipend.	Utili e perdite accumulati			
al 1° gennaio 2012	9.403	5.292	1.881	2.262	120	(49)	749	78	15	-	19.039	38.790	15.650	54.440
Effetto applicazione IAS 19 <i>revised</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(131)	(7)	(138)	(61)	(199)
Effetto cambio <i>policy</i> TEE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(140)	(140)	-	(140)
al 1° gennaio 2012 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	120	(49)	749	78	15	(131)	18.892	38.512	15.589	54.101
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.505)	(1.505)	(557)	(2.062)
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35	35
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	130	(685)	-	-	(4)	-	2.784	2.225	1.207	3.432
di cui:														
- Utile/(perdita) rilevato direttamente a p.n.	-	-	-	-	130	(685)	-	-	(4)	-	-	(559)	375	(184)
- Utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.784	2.784	832	3.616
al 30 settembre 2012	9.403	5.292	1.881	2.262	250	(734)	749	78	11	(131)	20.171	39.232	16.274	55.506
al 1° gennaio 2013	9.403	5.292	1.881	2.262	92	(1.253)	749	78	8	-	18.259	36.771	16.387	53.158
Effetto applicazione IAS 19 <i>revised</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(367)	(629)	(996)	(84)	(1.080)
Effetto PPA Div. Energie Rinnovabili	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	9
al 1° gennaio 2013 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	92	(1.253)	749	78	8	(367)	17.630	35.775	16.312	52.087
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.410)	(1.410)	(501)	(1.911)
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	(22)	-	-	-	(22)	85	63
Cessione quote azionarie senza perdita di controllo	-	-	-	-	-	-	(20)	6	-	8	-	(6)	1.740	1.734
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(851)	(209)	-	-	(8)	-	2.335	1.267	(223)	1.044
di cui:														
- Utile/(perdita) rilevato direttamente a p.n.	-	-	-	-	(851)	(209)	-	-	(8)	-	-	(1.068)	(1.341)	(2.409)
- Utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.335	2.335	1.118	3.453
al 30 settembre 2013	9.403	5.292	1.881	2.262	(759)	(1.462)	729	62	-	(359)	18.555	35.604	17.413	53.017

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro

Primi nove mesi

	2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
Risultato prima delle imposte	5.531	5.924	(393)
<i>Rettifiche per:</i>			
Ammortamenti e perdite di valore su attività materiali e immateriali	4.186	4.146	40
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse cassa ed equivalenti di cassa)	(153)	182	(335)
(Proventi)/Oneri finanziari	1.619	1.902	(283)
Variazione delle rimanenze, dei crediti e dei debiti commerciali	(4.831)	(2.737)	(2.094)
Interessi ed altri oneri e proventi finanziari pagati e incassati	(2.014)	(2.055)	41
Altri movimenti	(1.839)	(2.324)	485
Cash flow da attività operativa (A)	2.499	5.038	(2.539)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(3.702)	(4.451)	749
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(182)	(170)	(12)
Dismissione di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	68	8	60
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	29	132	(103)
Cash flow da attività di (investimento) / disinvestimento (B)	(3.787)	(4.481)	694
Variazione dei debiti finanziari netti	(135)	1.637	(1.772)
Incasso (al netto degli oneri accessori) da cessione di quote azionarie senza perdita di controllo	1.740	-	1.740
Dividendi pagati e acconti	(1.866)	(2.083)	217
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(261)	(446)	185
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(200)	30	(230)
Incremento / (Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(1.749)	141	(1.890)
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve all'inizio del periodo ⁽¹⁾	9.933	7.072	2.861
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve alla fine del periodo ⁽²⁾	8.184	7.213	971

- (1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.891 milioni di euro al 1° gennaio 2013 (7.015 milioni di euro al 1° gennaio 2012), "Titoli a breve" pari a 42 milioni di euro al 1° gennaio 2013 (52 milioni di euro al 1° gennaio 2012) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 0 milioni di euro al 1° gennaio 2013 (5 milioni di euro al 1° gennaio 2012).
- (2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.152 milioni di euro al 30 settembre 2013 (7.143 milioni di euro al 30 settembre 2012), "Titoli a breve" pari a 31 milioni di euro al 30 settembre 2013 (69 milioni di euro al 30 settembre 2012) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 1 milione di euro al 30 settembre 2013 (1 milione di euro al 30 settembre 2012).

Gestione economica, patrimoniale e finanziaria

Analisi della gestione economica del Gruppo

Ricavi

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2013	2012 <i>restated</i>	Variazione		2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
16.765	18.212	(1.447)	Vendita e trasporto energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	50.554	53.126	(2.572)
630	634	(4)	Vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	3.238	3.095	143
-	-	-	Rimisurazione al <i>fair value</i> a seguito di modifiche nel controllo	21	5	16
1	-	1	Plusvalenze da cessione attività	22	2	20
1.596	2.361	(765)	Altri servizi, vendite e proventi diversi	5.314	5.671	(357)
18.992	21.207	(2.215)	Totale	59.149	61.899	(2.750)

Nei primi nove mesi del 2013 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 50.554 milioni di euro (16.765 milioni di euro nel terzo trimestre 2013), in diminuzione di 2.572 milioni di euro (1.447 milioni di euro nel terzo trimestre 2013) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-4,8% nei primi nove mesi e -7,9% nel terzo trimestre 2013). Tale decremento è da collegare ai seguenti fattori:

- > decremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 2.693 milioni di euro (991 milioni di euro nel terzo trimestre 2013), principalmente correlato ai minori ricavi conseguiti sui mercati regolati (pari a 1.519 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e a 671 milioni di euro nel terzo trimestre 2013) e sui mercati liberi (pari a 1.174 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e a 320 milioni di euro nel terzo trimestre 2013), essenzialmente connesso alle minori quantità vendute in ragione del calo della domanda di energia elettrica. A tali fattori si aggiunge inoltre la riduzione delle imposte riaddebitate ai clienti finali, stabilita dal regolatore brasiliano con la *Medida* provvisoria n. 579/2012 e il successivo Decreto n. 7891/2013 (129 milioni di euro);
- > minori ricavi per contributi ricevuti da Cassa Conguaglio e dagli altri organismi assimilati per 243 milioni di euro (134 milioni di euro nel terzo trimestre 2013), da riferire sostanzialmente alle minori compensazioni ricevute a fronte delle attività di generazione nell'area extrapeninsulare spagnola che risentono negativamente, oltre che delle minori quantità prodotte, anche degli effetti dell'entrata in vigore, a partire dal secondo semestre 2012, del Regio Decreto Legge n. 20/2012;
- > diminuzione dei ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 937 milioni di euro (471 milioni di euro nel terzo trimestre 2013), conseguente ai minori volumi intermediati, i cui effetti sono parzialmente compensati dalla crescita nei primi nove mesi del 2013 dei ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 835 milioni di euro

(diminuzione di 75 milioni di euro nel terzo trimestre 2013). Tale ultima variazione risente negativamente anche di una modifica (con efficacia retroattiva da febbraio 2013) nel quadro regolamentare argentino relativamente agli impianti di generazione, che ha previsto l'approvvigionamento di combustibile da parte di CAMMESA e conseguentemente il relativo costo è stato considerato direttamente a riduzione dei ricavi;

- > incremento dei ricavi da trasporto di energia elettrica per 466 milioni di euro (224 milioni di euro nel terzo trimestre 2013), sostanzialmente riferibile ai maggiori ricavi relativi al trasporto di energia effettuato in Italia per conto di altri operatori (488 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e 279 milioni di euro nel terzo trimestre 2013).

Le variazioni sopra citate, ove riferibili a paesi in cui il Gruppo opera la cui moneta di conto è diversa dall'euro, includono un effetto cambi complessivamente negativo di 646 milioni di euro da attribuire all'apprezzamento dell'euro nei confronti delle varie valute locali.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** nei primi nove mesi del 2013 sono pari a 3.238 milioni di euro ed in crescita di 143 milioni di euro (+4,6%), mentre nel terzo trimestre 2013 sono pari a 630 milioni di euro e risultano sostanzialmente invariati rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento risente essenzialmente sia dell'incremento delle quantità trasportate, sia dell'aumento dei prezzi medi di vendita conseguente al cambiamento dello scenario energetico internazionale e alla rivisitazione di alcune componenti tariffarie.

I **proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** nei primi nove mesi del 2013 ammontano a 21 milioni di euro (5 milioni di euro nei primi nove mesi del 2012). Tale proventi si riferiscono principalmente alla rimisurazione al *fair value* delle attività nette di pertinenza del Gruppo (pari al 49% della società), effettuata dopo la perdita del controllo di Buffalo Dunes Wind Project, in base a quanto disposto dall'IFRS3/*Revised*. Nei primi nove mesi del 2012 tali proventi erano riferiti per 4 milioni di euro all'acquisizione di un'ulteriore quota del 10% della società Sociedad Eolica de Los Lances, che ne ha comportato il pieno controllo, e per 1 milione di euro all'adeguamento al loro valore corrente delle attività nette di Enel Stoccaggi già detenute dal Gruppo prima dell'acquisto dell'ulteriore quota del 50%, a valle del quale il Gruppo ne ha acquisito il controllo totalitario.

Le **plusvalenze da cessione di attività** nei primi nove mesi del 2013 sono pari a 22 milioni di euro (2 milioni di euro nei primi nove mesi del 2012) e sono riferibili principalmente alla plusvalenza realizzata a seguito della cessione della quota pari al 51% del capitale della società Buffalo Dunes Wind Project.

I **ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nei primi nove mesi del 2013 a 5.314 milioni di euro (5.671 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) mentre, nel terzo trimestre 2013, sono pari a 1.596 milioni di euro (2.361 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) ed evidenziano una diminuzione di 357 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2012 (-6,3%) e di 765 milioni di euro (-32,4%) rispetto al terzo trimestre 2012.

La variazione negativa, in entrambi i periodi esaminati, è dovuta principalmente al riconoscimento, avvenuto nel terzo trimestre 2012, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana (Delibera n. 157/12) del diritto al rimborso degli oneri sostenuti dal

Gruppo a seguito della soppressione del Fondo Pensione Elettrici (FPE), avvenuta a partire dal 1° gennaio 2000, per 615 milioni di euro, ai minori ricavi per contributi di allacciamento (265 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e 60 milioni di euro nel terzo trimestre), riferibili principalmente al decremento del numero delle connessioni effettuate, nonché alle minori vendite di certificati verdi (156 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e 214 milioni di euro nel terzo trimestre 2013).

Tali effetti negativi sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento (per 504 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e per 131 milioni di euro nel terzo trimestre 2013) dei ricavi da vendita di combustibili per *trading*, comprensivi dei ricavi per il servizio di *shipping*, sostanzialmente connesso all'aumento dei prezzi medi di vendita del gas naturale, nonché al riconoscimento, avvenuto nel secondo trimestre 2013, di un contributo governativo, pari a 291 milioni di euro, concesso alla società di distribuzione argentina Edesur con la *Resolución* n. 250/13 ed inerente il *Mecanismo Monitoreo de Costes*.

Costi

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2013	2012 <i>restated</i>	Variazione		2013	2012 <i>restated</i>	Variazione
6.987	7.653	(666)	Acquisto di energia elettrica	21.110	22.256	(1.146)
1.760	2.230	(470)	Consumi di combustibile per generazione di energia elettrica	5.224	6.622	(1.398)
849	1.024	(175)	Combustibili per <i>trading</i> e gas naturale per vendite ai clienti finali	3.741	3.513	228
142	322	(180)	Materiali	651	953	(302)
1.031	1.172	(141)	Costo del personale	3.419	3.489	(70)
3.721	3.940	(219)	Servizi e godimento beni di terzi	11.118	11.410	(292)
830	948	(118)	Altri costi operativi	2.325	2.262	63
(345)	(401)	56	Costi capitalizzati	(1.004)	(1.144)	140
14.975	16.888	(1.913)	Totale	46.584	49.361	(2.777)

I costi per **acquisto di energia elettrica** si decrementano nei primi nove mesi del 2013 di 1.146 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2012 (666 milioni di euro nel terzo trimestre 2013) con una diminuzione del 5,1% (8,7% nei due trimestri a confronto). In entrambi i periodi di riferimento, tale andamento riflette principalmente i minori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali (889 milioni di euro, sostanzialmente concentrati nel primo semestre 2013) e i minori costi di acquisto di energia elettrica sui mercati nazionali ed esteri connessi essenzialmente al decremento della domanda (875 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e 404 milioni di euro nel terzo trimestre 2013). Tali effetti sono stati in parte controbilanciati dai maggiori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica (618 milioni di euro, realizzati principalmente nel primo semestre 2013).

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** sono pari nei primi nove mesi del 2013 a 5.224 milioni di euro, in diminuzione di 1.398 milioni di euro (-21,1%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente mentre, nel

terzo trimestre 2013, ammontano a 1.760 milioni di euro, in diminuzione di 470 milioni di euro (-21,1%). Il decremento in entrambi i periodi di riferimento risente sia dei minori volumi di energia prodotti da fonte termoelettrica sia del miglioramento del *mix* di combustibile consumato, associato al minor prezzo unitario delle materie prime.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 3.741 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 (849 milioni di euro nel terzo trimestre 2013), in aumento di 228 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2012, ma in diminuzione di 175 milioni di euro rispetto al valore del terzo trimestre del 2012. L'andamento dei due periodi a confronto, che evidenzia una netta diminuzione dei costi nel terzo trimestre del 2013, è sostanzialmente riconducibile ai minori volumi di combustibili intermediati (in particolare di gas).

I costi per **materiali** ammontano nei primi nove mesi del 2013 a 651 milioni di euro, in diminuzione di 302 milioni di euro, e a 142 milioni di euro nel terzo trimestre 2013, in diminuzione di 180 milioni di euro. Il decremento registrato in entrambi i periodi di riferimento è dovuto principalmente alla riduzione degli acquisti di materiali destinati alla capitalizzazione e dalla variazione delle scorte dei diritti di emissione di CO₂.

Il **costo del personale** nel terzo trimestre del 2013 è pari a 1.031 milioni di euro, in diminuzione di 141 milioni di euro (-12,0%). Nei primi nove mesi del 2013, il costo è pari a 3.419 milioni di euro in diminuzione di 70 milioni di euro (-2,0%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Entrambe le variazioni risentono della rilevazione nel terzo trimestre 2013 degli oneri connessi all'applicazione degli accordi sindacali aziendali finalizzati all'introduzione, in talune società in Italia, delle disposizioni previste dall'articolo 4, commi 1-7ter, della Legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero"), il cui effetto è stato più che compensato (134 milioni di euro) dal rilascio del fondo derivante dalla cessazione del piano di accompagnamento graduale al pensionamento introdotto alla fine del 2012.

In particolare:

- > gli accordi siglati in data 6 settembre 2013, in esecuzione dell'Accordo quadro del 9 maggio 2013 finalizzato alla regolamentazione delle modalità applicative del citato articolo 4, hanno comportato la rilevazione di oneri netti per 894 milioni di euro (tenuto conto del parziale rilascio, per complessivi 38 milioni di euro, di talune passività relative ad altri benefici precedentemente assegnati agli stessi dipendenti);
- > la cessazione del piano di accompagnamento graduale al pensionamento, disposta dopo aver constatato l'assoluta assenza di adesioni al piano stesso e che un numero significativo degli aventi diritto al piano di accompagnamento aveva aderito ai citati accordi ex art. 4, presentando quest'ultimi migliori condizioni economiche e normative che di fatto hanno reso non più attrattivo il piano stesso, ha comportato il rilascio della passività associata al piano per complessivi 1.028 milioni di euro.

Il personale del Gruppo al 30 settembre 2013 è pari a 72.743 dipendenti, di cui 37.375 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2013 diminuisce di 959 unità, sostanzialmente per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni; inoltre, il periodo in esame risente dell'effetto della variazione di perimetro rilevata a seguito dell'acquisizione da parte della Divisione Energie Rinnovabili della società PowerCrop (27 risorse).

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2012 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2012 ⁽¹⁾	73.702
Assunzioni	1.863
Cessazioni	(2.849)
Variazioni di perimetro	27
Consistenza al 30 settembre 2013 ⁽¹⁾	72.743

(1) Include 37 unità riferibili al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nei primi nove mesi del 2013 ammontano a 11.118 milioni di euro, in diminuzione di 292 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2012, mentre nel terzo trimestre 2013 sono pari a 3.721 milioni di euro, in diminuzione di 219 milioni di euro rispetto al terzo trimestre del 2012. L'andamento nei due periodi di riferimento è sostanzialmente correlato ai minori vettoriamenti passivi (79 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e 104 milioni di euro nel terzo trimestre 2013) connessi al decremento dei consumi di energia elettrica nei principali mercati in cui il Gruppo opera, nonché ai minori oneri di funzionamento dei sistemi elettrici (115 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e 36 milioni di euro nel terzo trimestre 2013) tra cui i corrispettivi per diritti di utilizzo della capacità di trasporto verso il GME, il cui decremento è correlato al calo delle vendite effettuate attraverso contratti bilaterali ed al corrispondente incremento delle vendite in Borsa.

Gli **altri costi operativi** nei primi nove mesi del 2013 ammontano a 2.325 milioni di euro con un incremento di 63 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2012, mentre nel terzo trimestre 2013 ammontano a 830 milioni di euro, in diminuzione di 118 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. L'incremento registrato nei primi nove mesi del 2013 è riferibile principalmente alle maggiori imposte e tasse del periodo (248 milioni di euro) sostanzialmente correlate alle imposte sulle emissioni inquinanti introdotte in Spagna dalla *Ley* n. 15/2012, il cui effetto è solo parzialmente compensato dalla riduzione delle imposte a carico degli operatori del mercato elettrico stabilita dal regolatore brasiliano con la *Medida* provvisoria n. 579/2012 e il successivo Decreto n. 7891/2013 (129 milioni di euro). A tali fattori, si aggiunge il decremento degli oneri per acquisto dei certificati verdi (194 milioni di euro). Nel terzo trimestre del 2013, invece, il decremento degli oneri per acquisto dei certificati verdi (pari a 226 milioni di euro) ha più che compensato le citate maggiori imposte e tasse (pari a 121 milioni di euro), determinando così la diminuzione sopra descritta.

Nel terzo trimestre del 2013 i **costi capitalizzati** sono pari a 345 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2013 sono pari a 1.004 milioni di euro con un decremento principalmente riferibile alla riduzione degli investimenti realizzati.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono negativi per 123 milioni di euro nel terzo trimestre 2013 (positivi per 102 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e negativi per 378 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013

(positivi per 198 milioni di euro nei primi nove mesi del 2012). In particolare, gli oneri netti relativi al terzo trimestre 2013 sono riconducibili agli oneri netti realizzati nel periodo per 35 milioni di euro (263 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013) ed agli oneri netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 88 milioni di euro (115 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nei primi nove mesi del 2013 sono pari a 4.709 milioni di euro, in aumento di 159 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2013 sono pari a 1.584 milioni di euro, in diminuzione di 36 milioni di euro. L'incremento rilevato nei primi nove mesi del 2013 è frutto delle maggiori perdite di valore (242 milioni di euro, di cui 118 milioni di euro relative a crediti commerciali) che hanno più che compensato il decremento degli ammortamenti (per 83 milioni di euro).

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2013 si attesta a 2.310 milioni di euro, con un decremento di 491 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (-17,5%). Nei primi nove mesi del 2013 lo stesso risultato si attesta a 7.478 milioni di euro, con un decremento di 708 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (-8,6%).

Gli **oneri finanziari netti** si decrementano di 310 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e di 76 milioni di euro nel terzo trimestre 2013. In particolare, nei primi nove mesi del 2013 i proventi finanziari ammontano a 1.877 milioni di euro, con una riduzione rispetto all'analogo periodo del 2012 di 63 milioni di euro, sostanzialmente riferibile:

- > al decremento dei proventi da partecipazioni che nei primi nove mesi del 2013 includono la rilevazione della plusvalenza relativa alla cessione di Medgaz per un importo pari a 64 milioni di euro, mentre nel corrispondente periodo del 2012 ricomprendono la rilevazione della plusvalenza correlata alla cessione della partecipazione posseduta in Terna per 185 milioni di euro;
- > all'incremento degli altri proventi per 75 milioni di euro, sostanzialmente connesso ai maggiori proventi finanziari (per 50 milioni di euro) iscritti ad incremento delle attività finanziarie rilevate in applicazione dell'IFRIC 12 in Brasile, nonché agli interessi (41 milioni di euro) riconosciuti alla società argentina Edesur relativamente alla già citata *Resolución* n. 250/13 inerente il *Mecanismo Monitoreo de Costes*.

Gli oneri finanziari dei primi nove mesi del 2013 ammontano invece a 3.893 milioni di euro, in calo di 373 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2012. Il decremento è principalmente riferibile ai minori oneri finanziari da attualizzazione dei fondi per oneri e dei benefici al personale (per complessivi 144 milioni di euro), alla riduzione degli interessi e degli altri oneri su debiti finanziari (126 milioni di euro), nonché al decremento degli altri oneri finanziari di cui 66 milioni di euro riferibili al ripristino di valore del credito relativo al *National Nuclear Fund* slovacco.

La **quota dei proventi/ (oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nel terzo trimestre del 2013 è positiva per complessivi 14 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2013 è pari a 69 milioni di euro.

Le **imposte** dei primi nove mesi del 2013 ammontano a 2.078 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 37,6% (a fronte di un'incidenza del 39,0% nei primi nove mesi del 2012), mentre l'onere fiscale del terzo trimestre 2013 è stimato pari a 605 milioni di euro. Tale diversa incidenza fiscale risente delle rettifiche positive per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti (inclusive dell'adeguamento positivo del credito risultante dall'istanza di rimborso IRES/IRAP secondo quanto disposto dall'art. 4, comma 12, del Decreto Legge 2 marzo 2012 n. 16) i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla indeducibilità permanente di alcuni accantonamenti ai fondi rischi e dalla sostanziale esenzione, nei primi nove mesi del 2012, del già citato provento sulla cessione della partecipazione in Terna.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Attività non correnti - Euro 130.083 milioni

Le attività materiali e immateriali, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2013 a 100.703 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 2.685 milioni di euro. Tale variazione trova riscontro negli ammortamenti e perdite di valore (pari a 4.156 milioni di euro) e nelle differenze cambio rilevate nel periodo (negative per 2.639 milioni di euro) i cui effetti sono parzialmente compensati dagli investimenti (pari a 3.701 milioni di euro) e dalle variazioni del perimetro di consolidamento e altri movimenti minori per complessivi 409 milioni di euro. Si segnala che non vi sono variazioni di perimetro significative nel terzo trimestre 2013.

L'avviamento, pari a 15.812 milioni di euro, presenta un decremento di 106 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012. Tale riduzione è riferibile essenzialmente alle differenze negative di cambio rilevate sul *goodwill* delle società russe in seguito al deprezzamento del rublo sull'euro nel periodo di riferimento.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, pari a 717 milioni di euro, si decrementano di 398 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente. Tale variazione è sostanzialmente correlabile alla riclassifica tra le attività possedute per la vendita delle partecipazioni detenute in SeverEnergia (a seguito della classificazione in tale voce delle attività riferibili alla società Artic Russia che ne detiene il 49%), Enel Rete Gas ed alcune partecipazioni minori detenute da Enel Green Power España.

Le altre attività non correnti sono pari a 12.851 milioni di euro e includono:

Milioni di euro

	al 30.09.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	Variazione
Attività per imposte anticipate	6.691	6.816	(125)
Attività finanziarie non correnti	5.377	5.518	(141)
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	42	51	(9)
Altri crediti a lungo termine	741	749	(8)
Totale	12.851	13.134	(283)

Il decremento del periodo, pari a 283 milioni di euro, è dovuto sostanzialmente:

- > al decremento delle attività finanziarie non correnti per 141 milioni di euro, da riferire alla riduzione del *fair value* degli strumenti finanziari derivati (-271 milioni di euro) e al decremento delle altre partecipazioni (-68 milioni di euro) che riflette, tra l'altro, l'adeguamento a *fair value* delle partecipazioni in Echelon e Bayan Resources. Tali effetti negativi sono solo in parte compensati dall'incremento delle attività finanziarie incluse nell'indebitamento finanziario netto per 84 milioni di euro (variazione che tiene conto anche del ripristino di valore del credito relativo al *National Nuclear Fund* slovacco), nonché dall'incremento registrato nei risconti attivi di natura finanziaria (78 milioni di euro) e nelle attività per servizi in concessione (36 milioni di euro);

> al decremento registrato nelle attività per imposte anticipate pari a 125 milioni di euro.

Attività correnti - Euro 40.024 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 3.472 milioni di euro e presentano un incremento di 134 milioni di euro riferibile principalmente alle giacenze di gas e degli altri combustibili, incrementate a seguito del calo della produzione.

I *crediti commerciali*, pari a 12.939 milioni di euro, sono in crescita di 1.220 milioni di euro, principalmente a seguito delle minori cessioni effettuate a società di *factoring*.

Le *altre attività correnti*, pari a 15.461 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro			
	al 30.09.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	Variazione
Attività finanziarie correnti	10.972	9.381	1.591
Crediti tributari	2.130	1.631	499
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	750	936	(186)
Altri crediti a breve termine	1.609	1.326	283
Totale	15.461	13.274	2.187

L'incremento del periodo, pari a 2.187 milioni di euro, è riconducibile a:

- > un aumento di 1.591 milioni di euro delle attività finanziarie correnti, connesso in parte alla variazione del credito finanziario relativo al *deficit* del sistema elettrico spagnolo che, al 30 settembre 2013, ammonta a 5.216 milioni di euro (4.839 milioni di euro al 31 dicembre 2012). In particolare, tale ultima variazione riflette i nuovi crediti maturati nei primi nove mesi del 2013 (2.765 milioni di euro) al netto degli incassi ottenuti nel periodo (2.388 milioni di euro, inclusi i rimborsi relativi alla generazione extrapeninsulare, di cui 2.233 milioni di euro avvenuti tramite la cessione a un apposito Fondo di cartolarizzazione in base a quanto stabilito dal Governo spagnolo). A tali variazioni si sommano gli incrementi delle attività finanziarie relative a strumenti derivati (pari a 405 milioni di euro) e degli altri crediti finanziari a breve termine che includono 624 milioni di euro relativi all'aumento di capitale di Enersis e momentaneamente investiti in titoli a breve termine;
- > incremento di 499 milioni di euro dei crediti tributari, derivante dal versamento del primo acconto IRES ed IRAP per l'anno 2013 e dell'acconto relativo all'addizionale IRES, al netto della liquidazione delle imposte relative all'esercizio 2012;
- > decremento dei Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati per 186 milioni di euro;
- > aumento di 283 milioni di euro degli altri crediti a breve termine, correlato in massima parte alla variazione positiva dei risconti attivi e dei crediti tributari diversi.

Attività possedute per la vendita - Euro 636 milioni

Includono sostanzialmente le attività nette valutate sulla base del presumibile valore di realizzo desumibile dallo stato attuale delle trattative, riferibili alle società Marcinelle Energie, Artic Russia (inclusive del valore della partecipazione in SeverEnergia) ed Enel Rete Gas oltre

ad alcune voci residuali che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce.

Patrimonio netto del Gruppo - Euro 35.604 milioni

La variazione negativa pari a 171 milioni di euro dei primi nove mesi del 2013 del patrimonio netto di Gruppo risente sostanzialmente della rilevazione dell'utile di competenza del periodo (2.335 milioni di euro), il cui effetto è più che compensato dai dividendi deliberati (1.410 milioni di euro) e dal risultato netto rilevato direttamente a patrimonio netto (negativo per 1.068 milioni di euro).

Passività non correnti - Euro 82.501 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 55.236 milioni di euro (55.959 milioni di euro al 31 dicembre 2012), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 42.492 milioni di euro (41.509 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 12.744 milioni di euro (14.450 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

I *fondi diversi e passività per imposte differite* sono pari a 23.722 milioni di euro al 30 settembre 2013 (24.973 milioni di euro al 31 dicembre 2012) ed includono:

- > TFR e altri benefici ai dipendenti per 3.439 milioni di euro in diminuzione di 1.103 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012. Tale variazione risente essenzialmente della cessazione del piano di accompagnamento graduale al pensionamento disposta a seguito dell'assoluta assenza di adesioni al piano stesso e del fatto che un numero significativo degli aventi diritto al piano di accompagnamento ha aderito agli accordi ex Art. 4 della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero"), presentando quest'ultimi migliori condizioni economiche e normative e che di fatto hanno reso non più attrattivo il piano stesso;
- > fondi rischi e oneri per 9.021 milioni di euro (8.648 milioni di euro al 31 dicembre 2012). In particolare, la variazione rispetto a fine 2012 trova sostanzialmente riscontro nell'incremento (per 902 milioni di euro) del fondo incentivazione all'esodo conseguente agli accordi aziendali sindacali siglati in esecuzione dell'Accordo quadro del 9 maggio 2013, finalizzato alla regolamentazione delle modalità applicative del citato articolo 4, commi 1-7 ter della Legge n. 92/2012. Tale effetto è parzialmente compensato dalla riduzione (per 307 milioni di euro) del fondo per *decommissioning* nucleare relativo agli impianti spagnoli e slovacchi ed in particolare riferibile alla rimisurazione della passività a seguito dei recenti interventi regolatori in Spagna;
- > passività per imposte differite che ammontano a 11.262 milioni di euro (11.783 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Le *altre passività non correnti*, sono pari a 3.543 milioni di euro (3.704 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e si decrementano di 161 milioni di euro. Tale andamento è dovuto alla variazione positiva del *fair value* degli strumenti derivati passivi in parte compensata dall'incremento degli altri debiti.

Passività correnti - Euro 35.203 milioni

I *finanziamenti a breve termine e quote correnti di finanziamenti a lungo termine* si incrementano di 1.280 milioni di euro, passando da 8.027 milioni di euro di fine 2012 a 9.307 milioni di euro al 30 settembre 2013. Tale variazione tiene conto della diminuzione dei

debiti bancari a breve termine per 902 milioni di euro (in particolare per le quote a breve dei finanziamenti a lungo termine giunte a scadenza) e delle *commercial paper* per 2.145 milioni di euro, che sono state in parte compensate dall'incremento della quota a breve dei prestiti obbligazionari e *preference shares* per 1.276 milioni di euro e degli altri debiti finanziari per 491 milioni di euro.

I *debiti commerciali*, pari a 10.426 milioni di euro (13.903 milioni di euro al 31 dicembre 2012), sono in diminuzione di 3.477 milioni di euro.

Le *altre passività correnti*, pari a 15.470 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro

	al 30.09.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	Variazione
Debiti diversi verso clienti	1.666	1.637	29
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	3.340	3.371	(31)
Passività finanziarie correnti	3.524	3.138	386
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	545	745	(200)
Debiti tributari	3.165	1.309	1.856
Altri	3.230	3.233	(3)
Totale	15.470	13.433	2.037

La variazione del periodo, pari a 2.037 milioni di euro, è essenzialmente dovuta a:

- > incremento delle passività finanziarie correnti pari a 386 milioni di euro riconducibile in massima parte alla variazione negativa del *fair value* degli strumenti derivati passivi che è stata in parte compensata dal decremento dei ratei passivi aventi natura finanziaria;
- > aumento dei debiti tributari pari a 1.856 milioni di euro, sostanzialmente correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo al netto dei pagamenti di imposte effettuati.

Passività possedute per la vendita - Euro 22 milioni

Includono le passività correlate al perimetro delle "Attività possedute per la vendita" e commentate nella voce relativa.

Capitale investito netto e relativa copertura

Il capitale investito netto è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	al 30.09.2013	al 31.12.2012 <i>restated</i>	Variazione
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	100.703	103.388	(2.685)
- avviamento	15.812	15.918	(106)
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	717	1.115	(398)
- altre attività/(passività) non correnti nette	(1.043)	(962)	(81)
Totale	116.189	119.459	(3.270)
Capitale circolante netto:			
- rimanenze	3.472	3.338	134
- crediti commerciali	12.939	11.719	1.220
- crediti netti verso Cassa Conguaglio e Settore Elettrico e organismi assimilati	(2.590)	(2.435)	(155)
- altre attività/(passività) correnti nette	(6.160)	(5.295)	(865)
- debiti commerciali	(10.426)	(13.903)	3.477
Totale	(2.765)	(6.576)	3.811
Capitale investito lordo	113.424	112.883	541
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.439)	(4.542)	1.103
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(13.592)	(13.615)	23
Totale	(17.031)	(18.157)	1.126
Attività nette possedute per la vendita	614	309	305
Capitale investito netto	97.007	95.035	1.972
Patrimonio netto complessivo	53.017	52.087	930
Indebitamento finanziario netto	43.990	42.948	1.042

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2013 è pari a 97.007 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 53.017 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 43.990 milioni di euro. Quest'ultimo al 30 settembre 2013 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,83 (0,82 al 31 dicembre 2012).

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato, in quanto a composizione e variazioni, nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	al 30.09.2013	al 31.12.2012	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	11.365	13.282	(1.917)
- obbligazioni e <i>preference shares</i>	42.492	41.509	983
- debiti verso altri finanziatori	1.379	1.168	211
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	55.236	55.959	(723)
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.660)	(3.576)	(84)
Indebitamento netto a lungo termine	51.576	52.383	(807)
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.829	714	1.115
- altri finanziamenti a breve verso banche	70	283	(213)
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	1.899	997	902
Obbligazioni e <i>preference shares</i> (quota a breve)	1.839	3.115	(1.276)
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	266	228	38
<i>Commercial paper</i>	5.059	2.914	2.145
<i>Cash collateral</i> e altri finanziamenti su derivati	125	691	(566)
Altri debiti finanziari a breve termine	119	82	37
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	7.408	7.030	378
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(6.320)	(5.318)	(1.002)
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(193)	(288)	95
<i>Cash collateral</i>	(1.823)	(1.402)	(421)
Altri crediti finanziari a breve termine	(374)	(521)	147
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(8.183)	(9.933)	1.750
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	(16.893)	(17.462)	569
Indebitamento netto a breve termine	(7.586)	(9.435)	1.849
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	43.990	42.948	1.042
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	13	(10)	23

L'**indebitamento finanziario netto** è pari a 43.990 milioni di euro al 30 settembre 2013, in aumento di 1.042 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012.

L'**indebitamento netto a lungo termine** registra una diminuzione di 807 milioni di euro, quale saldo dell'incremento dei crediti finanziari a lungo termine di 84 milioni di euro e della diminuzione del debito lordo a lungo termine di 723 milioni di euro.

In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 11.365 milioni di euro, evidenziano una riduzione di 1.917 milioni di euro dovuta principalmente al minor utilizzo di linee di credito *revolving* a lungo termine (per 245 milioni di euro da parte di Endesa, per 100 milioni di euro da parte di Enel SpA), alla riclassifica nella quota corrente per 650 milioni di euro da

parte di Slovenské elektrárne e al rimborso anticipato della *Credit Facility* del 2009 per 617 milioni di euro, in scadenza nel 2014.

La linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro a 5 anni, stipulata nel mese di aprile 2010 da Enel SpA e da Enel Finance International, non risulta essere utilizzata al 30 settembre 2013. Si segnala, inoltre che alla stessa data le linee di credito *committed* stipulate da Enel SpA ed Enel Finance International risultano utilizzate per 3.550 milioni di euro.

Le obbligazioni, pari a 42.492 milioni di euro, aumentano di 983 milioni di euro rispetto a fine 2012, principalmente per effetto delle emissioni di *private placement* per un controvalore di 479 milioni di euro da parte di Enel Finance International ed emissioni dei seguenti strumenti finanziari ibridi emessi da Enel SpA:

- > 1.250 milioni di euro a tasso fisso 6,50%, con scadenza 10 gennaio 2074 con opzione *Call* al 10 gennaio 2019;
- > 400 milioni di sterline inglesi (per un controvalore in euro pari a 478 milioni) a tasso fisso 7,75%, con scadenza 10 settembre 2075 con opzione *Call* al 10 settembre 2020;
- > 1.250 milioni di dollari statunitensi (per un controvalore in euro pari a 926 milioni) a tasso fisso 8,75%, con scadenza 24 settembre 2073 con opzione *Call* al 24 settembre 2023.

Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riclassifica nella parte a breve delle quote correnti riferite ad un prestito obbligazionario emesso da Enel SpA nel 2007 pari a 1.000 milioni di euro e a prestiti obbligazionari emessi da Endesa pari a 577 milioni di euro.

L'indebitamento netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 7.586 milioni di euro al 30 settembre 2013 e si decrementa di 1.849 milioni di euro rispetto a fine 2012, quale risultante di un incremento dei debiti bancari a breve termine per 902 milioni di euro, dell'aumento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 378 milioni di euro, delle minori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 569 milioni di euro.

In particolare si segnala il rimborso dei seguenti prestiti obbligazionari:

- > 1.000 milioni di dollari statunitensi relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di gennaio 2013;
- > 700 milioni di euro relativi a prestiti obbligazionari a tasso fisso, emessi da International Endesa, scaduti nel mese di febbraio 2013;
- > 181 milioni di euro relativi al rimborso anticipato delle *Preference shares* di Endesa Capital Finance nel mese di marzo 2013;
- > 750 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di giugno 2013;
- > 400 milioni di dollari statunitensi relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Endesa Chile, scaduto nel mese di agosto 2013.

In particolare, l'indebitamento bancario a breve termine si incrementa di 902 milioni di euro rispetto a fine 2012, principalmente per la riclassifica nella quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine di linee di credito *revolving* da parte di Slovenské elektrárne pari a 650 milioni di euro. Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.408 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *Commercial Paper*, in capo ad Enel Finance International, International Endesa, Endesa Capital per complessivi 5.059 milioni di euro, nonché le obbligazioni e *preference share* in scadenza entro i 12 mesi successivi per 1.839 milioni di euro.

Si evidenzia, infine che la consistenza dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti *over the counter* su tassi, cambi e *commodity* risulta pari a 1.823 milioni di euro, mentre il valore dei *cash collateral* incassati è pari a 125 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine, pari a 16.893 milioni di euro, diminuiscono di 569 milioni di euro rispetto a fine 2012, principalmente a seguito del decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 1.750 milioni di euro, parzialmente compensato dalla variazione della consistenza dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti *over the counter* su tassi, cambi e *commodity* per 421 milioni di euro.

Nel terzo trimestre del 2013, le principali modifiche ai contratti di finanziamento hanno riguardato:

- > in data 30 luglio 2013, Enel Latin America (Chile) ha stipulato un *Loan Agreement* di 100 milioni di dollari statunitensi della durata di 5 anni;
- > in data 18 luglio 2013, Enel SpA ha estinto anticipatamente una linea di credito *revolving* bilaterale per un valore complessivo di 500 milioni di euro con scadenza nel 2014 e rinegoziato una linea di credito *revolving* bilaterale per un valore complessivo di 800 milioni di euro nelle seguenti *tranche*: 400 milioni di euro con scadenza nel 2015 e 400 milioni di euro con scadenza nel 2016.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** nei primi nove mesi del 2013 è pari a 2.499 milioni di euro, in diminuzione di 2.539 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione negativa è principalmente da riferire al maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due periodi di riferimento e al decremento del margine operativo lordo, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dal differente ammontare di talune componenti non monetarie.

Il **cash flow da attività di investimento / disinvestimento** nei primi nove mesi del 2013 ha assorbito liquidità per 3.787 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2012 aveva assorbito liquidità per complessivi 4.481 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 3.702 milioni di euro, si decrementano di 749 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Nei primi nove mesi del 2013, gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 182 milioni di euro e si riferiscono all'acquisizione del 100% di Parque Eólico Talinay Oriente, società operante nella generazione da fonte eolica in Cile, all'acquisizione del 50% di PowerCrop, società operante nella generazione da biomasse in Italia, all'acquisizione dell'ulteriore quota del 26% delle due società Chisholm View Wind Project e Prairie Rose Wind, entrambe operanti nella generazione eolica negli Stati Uniti e nelle quali il Gruppo deteneva una percentuale del 49%, nonché ad altre acquisizioni minori.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 68 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e si riferiscono interamente alla cessione del 51% del capitale di Buffalo Dunes Wind Project. La liquidità generata dalle altre attività di investimento nei primi nove mesi del 2013, pari a 29 milioni di euro, è essenzialmente correlata alla cessione della quota di partecipazione detenuta nella società Medgaz (pari a 84 milioni di euro) e ad altre dismissioni minori (per 54 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'uscita di cassa conseguente gli aumenti di capitale effettuati in Buffalo Dunes Wind Project dopo la sua cessione e per la quota rimanente di pertinenza (85 milioni di euro) e su altre partecipazioni minori.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 261 milioni di euro, mentre nell'analogo periodo del 2012 aveva assorbito liquidità per 446 milioni di euro. In particolare, nei primi nove mesi del 2013, l'effetto positivo derivante dall'aumento di capitale della società controllata cilena Enersis versato per cassa dai soci minoritari e dell'emissione di strumenti finanziari ibridi è stato più che compensato dai rimborsi di finanziamenti effettuati e dal pagamento dei minori dividendi alle interessenze di terzi.

Pertanto, nei primi nove mesi del 2013, il *cash flow* generato dall'attività operativa per 2.499 milioni di euro ha solo in parte fronteggiato il fabbisogno legato all'attività di investimento pari a 3.787 milioni di euro e all'attività finanziaria per 261 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2013 risultano pari a 8.184 milioni di euro a fronte di 9.933 milioni di euro di fine 2012. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi pari a 200 milioni di euro.

Altre informazioni

Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
GME – Gestore dei Mercati energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti
GSE – Gestore dei Servizi energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
Terna	Controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura
Gruppo ENI	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale
Gruppo Finmeccanica	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni
Gruppo Poste Italiane	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi di postalizzazione

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione Fopen e Fondenel, con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti:

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 30.09.2013		Primi nove mesi 2013	
Acquirente Unico	5	850	13	3.847
GME	543	557	5.281	3.637
Terna	429	465	1.081	1.688
Eni	43	180	561	189
GSE	383	1.080	281	2
Poste Italiane	-	110	-	89
Altre	62	35	41	19
Totale	1.465	3.277	7.258	9.471

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 30 settembre 2013 e intrattenuti nel corso del periodo.

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 30.09.2013		Primi nove mesi 2013	
Enel Rete Gas	22	34	27	209
SeverEnergia	1	-	-	-
Elica 2	2	-	-	-
Cesi	1	3	-	9
GNL Chile	1	1	45	137
Società minori	206	16	47	30
Totale	233	54	119	385

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura (reperibile all'indirizzo internet http://www.enel.com/it-IT/group/governance/principles/related_parts/) che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-bis codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nei primi nove mesi del 2013 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.

Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogate.

Milioni di euro

	al 30.09.2013	al 31.12.2012	Variazione
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	6.756	5.586	1.170
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	44.819	50.634	(5.815)
- acquisti di combustibili	52.445	62.576	(10.131)
- forniture varie	2.058	2.120	(62)
- appalti	2.389	1.922	467
- altre tipologie	2.192	2.315	(123)
Totale	103.903	119.567	(15.664)
TOTALE	110.659	125.153	(14.494)

L'incremento delle fideiussioni e garanzie prestate a favore di terzi è dovuto sostanzialmente alle nuove garanzie per IVA del Gruppo prestate da Enel SpA.

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 settembre 2013 a 44.819 milioni di euro, di cui 22.098 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2013 - 2017, 9.174 milioni di euro relativi al periodo 2018-2022, 4.667 milioni di euro al periodo 2023-2027 e i rimanenti 8.880 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 30 settembre 2013 a 52.445 milioni di euro, di cui 26.594 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2013-2017, 20.651 milioni di euro relativi al periodo 2018-2022, 4.088 milioni di euro al periodo 2023-2027 e i rimanenti 1.112 milioni di euro con scadenza successiva.

Passività e attività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 a cui si rinvia, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel - Risarcimento del danno ambientale

Per quanto riguarda il giudizio rimesso davanti al Tribunale di Rovigo in composizione collegiale, si segnala che si sono costituiti parte civile il Ministero dell'Ambiente, il Ministero della Salute e numerosi altri soggetti, fra i quali prevalentemente gli enti locali (comprese le Regioni) dell'Emilia Romagna e del Veneto, nonché gli Enti Parchi dell'area per il risarcimento di asseriti danni non quantificati. Nell'udienza del 6 giugno 2013 si è proceduto all'ammissione delle prove; il dibattimento è in corso e si stanno tenendo una serie di udienze per l'esame dei testimoni e dei consulenti del PM e, a seguire, dei testimoni e consulenti della difesa.

Contenzioso con Electrica

In data 5 luglio 2013, la società a controllo statale romena Electrica SA ha notificato una domanda arbitrale ad Enel SpA, Enel Investment Holding, Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, nella quale formula una serie di richieste risarcitorie per asserite violazioni degli obblighi contrattuali previsti negli accordi firmati tra le parti in occasione della cessione della quota di controllo della società Electrica Muntenia Sud (società successivamente scissa in Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia).

Tale partecipazione venne acquisita da Enel nel 2008 nell'ambito del processo di privatizzazione che ha interessato Electrica Muntenia Sud ed altre società del settore elettrico rumeno. A seguito di tale operazione, Electrica ha mantenuto, comunque, una quota di minoranza.

Le richieste risarcitorie di Electrica si fondano, secondo la propria tesi, sull'applicazione di penali per un ammontare di circa 715 milioni di euro oltre interessi ed ulteriori danni da quantificare. Come previsto contrattualmente, il procedimento arbitrale avrà sede a Parigi e sarà retto dalle regole della Camera di Commercio Internazionale (ICC). Attualmente, il giudizio si trova nelle sue fasi iniziali ed il tribunale arbitrale non è stato ancora individuato. In data 1° ottobre 2013 Enel ha depositato la propria replica alle richieste di Electrica.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Memorandum d'intesa con Huaneng per la cooperazione nella generazione energetica

Il 14 ottobre 2013 è stato siglato un memorandum d'intesa con il gruppo energetico cinese China Huaneng Group (CHNG) finalizzato a rafforzare la cooperazione in materia di tecnologie del carbone pulito, depurazione dei fumi di combustione, miglioramento dell'efficienza e delle prestazioni degli impianti a carbone, oltre a energie rinnovabili e generazione distribuita.

Il quadro di riferimento per tale impegno congiunto è il programma di cooperazione tra Enel, il Ministero cinese della Scienza e della Tecnologia e il Ministero italiano dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, avviato nel 2008 per dare impulso all'uso di tecnologie eco-sostenibili nella produzione di energia. Più in particolare, il *memorandum* odierno segue la firma nel 2012 di un altro protocollo d'intesa tra Enel e il Clean Energy Research Institute di CHNG, con cui si avviava la collaborazione tra i due gruppi sulla ricerca in materia di carbone pulito, energie rinnovabili e generazione distribuita.

In particolare, Enel offrirà il proprio contributo principalmente nelle aree seguenti: purificazione dei fumi di combustione, cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica, analisi di progetti pilota per la generazione distribuita in aree urbane con tecnologie innovative ed eco-sostenibili, generazione di energia rinnovabile e implementazione di un assetto normativo per favorire progetti pilota di assegnazione e scambio di quote di emissioni ("*cap and trade*") in Cina.

Aggiudicazione di energia elettrica da fonte rinnovabile in Sudafrica

In data 31 ottobre 2013 Enel Green Power (EGP) si è aggiudicata il diritto di concludere dei contratti per la fornitura di energia con l'*utility* sudafricana Eskom per 314 MW di progetti fotovoltaici e 199 MW di progetti eolici (per un totale di 513 MW) nella terza fase della gara promossa dal Governo Sudafricano per le energie rinnovabili.

In linea con le regole del programma, EGP ha partecipato alla gara con delle società *ad hoc* in cui detiene una quota di controllo pari al 60%, in *partnership* con importanti *player* locali. I quattro progetti fotovoltaici (Aurora, Tom Burke, Paleisheweul and Pulida) saranno situati nelle regioni di Northern Cape, Western Cape, Free State e Limpopo, nelle aree a più alta concentrazione di irraggiamento solare, mentre i due progetti eolici (Gibson Bay e Cookhouse) saranno realizzati nella regione di Eastern Cape, in aree che offrono una grandissima disponibilità di risorsa eolica.

Al loro completamento, previsto nel 2016, i sei nuovi progetti, che richiedono un investimento complessivo di circa 630 milioni di euro, saranno in grado di generare più di 1.300 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

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

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari Luigi Ferraris dichiara, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2013 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137