

Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2014



Indice

La nostra missione	4
Enel nel mondo	5
Premessa	9
Sintesi dei risultati.....	22
Risultati per area di attività.....	27
> Mercato	29
> Generazione ed Energy Management.....	32
> Infrastrutture e Reti.....	36
> Iberia e America Latina	38
> Internazionale.....	42
> Energie Rinnovabili	46
> Altro, elisioni e rettifiche.....	49
Fatti di rilievo del terzo trimestre del 2014	51
Scenario di riferimento	55
> Andamento dei principali indicatori di mercato	55
> I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale	56
Aspetti normativi e tariffari	61
Prevedibile evoluzione della gestione.....	74
Situazione contabile consolidata	75
Conto economico consolidato sintetico	76
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	77
Situazione patrimoniale consolidata sintetica	78
Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato	79
Rendiconto finanziario consolidato sintetico	80
Gestione economica, patrimoniale e finanziaria.....	81
Altre informazioni	96
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo.....	103
Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 <i>bis</i> , comma 2 del D.Lgs. 58/1998	106

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

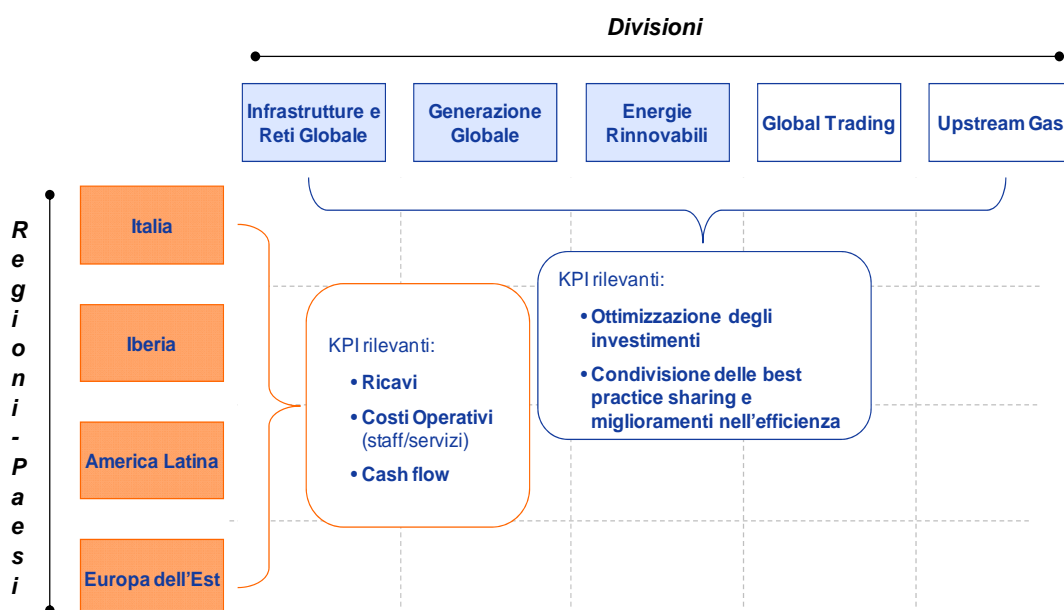


Modello organizzativo di Enel

In data 31 luglio 2014, il Gruppo Enel si è dotato di una **nuova struttura organizzativa**, basata su una matrice Divisioni/Geografie e focalizzata sugli obiettivi industriali del Gruppo, con una chiara individuazione di ruoli e responsabilità al fine di:

- > perseguire e mantenere la leadership tecnologica nei settori in cui il Gruppo opera, assicurandone l'eccellenza operativa;
- > massimizzare il livello di servizio verso i clienti nei mercati locali.

Grazie a questa nuova struttura, il Gruppo potrà beneficiare di una minore complessità nell'esecuzione delle azioni manageriali intraprese e nell'analisi dei fattori chiave di generazione del valore.



In particolare, la nuova struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola in:

- > **Divisioni** (Infrastrutture e Reti Globale, Generazione Globale, Global Trading, Energie Rinnovabili, Upstream Gas), cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo; alle Divisioni è affidato inoltre il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo potrà beneficiare di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie linee di business. Ogni singolo progetto sarà valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo;
- > **Regioni e Paesi** (Italia, Iberia, America Latina, Europa dell'Est), cui è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Divisioni;
- > **Funzioni Globali di Servizio** (Acquisti e ICT), cui è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo;
- > **Funzioni di Holding** (Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, Audit, Rapporti con l'Unione Europea, Innovazione e Sostenibilità), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.

La nuova struttura organizzativa modificherà la struttura del reporting, l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo e, coerentemente, **la rappresentazione dei risultati consolidati solo a partire dall'inizio del 2015**. Conseguentemente, nel presente Resoconto intermedio di gestione, in linea con quanto effettuato nei periodi precedenti, i risultati per settore di attività sono commentati seguendo il precedente assetto organizzativo tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach".

In particolare, **il precedente modello operativo**, adottato agli inizi del 2012, prevedeva una organizzazione del Gruppo basata su:

- > 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 affiancavano le Funzioni **Upstream Gas** (che perseguiva un'integrazione verticale selettiva che aumentasse la competitività, la sicurezza e la flessibilità degli approvvigionamenti strategici a copertura del fabbisogno di gas di Enel) e **Carbon Strategy** (operativa nei mercati mondiali dei titoli di CO₂).

Con riguardo alle Divisioni, sono di seguito evidenziate le attività svolte 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 e altre società minori) e 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;
- > 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 di gas naturale (Nuove Energie);
- > 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 e 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 generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne) e attività di vendita di energia elettrica in Francia (Enel France);
- > Europa sud-orientale, principalmente con attività di sviluppo di capacità di generazione (Enel Productie) e di distribuzione e vendita di energia elettrica in Romania (Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea, Enel Energie, Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia);
- > Russia, con attività di generazione e vendita di energia elettrica (Enel Russia OJSC).

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, che nel corso del 2014 hanno subito una modifica reattivamente alle attività nella Penisola iberica, nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > 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), Bulgaria (Enel Green Power Bulgaria) e Spagna e Portogallo (Enel Green Power España);
- > America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (attraverso varie società);
- > 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, ha il compito di fungere da punto di riferimento sulle tecnologie nucleari fornendo un monitoraggio indipendente delle attività nucleari del Gruppo sugli aspetti di sicurezza; infine, 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.

Si segnala, infine, che sulla base dei criteri determinati dall'IFRS 8, 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 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 a 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 2014 è stato redatto in osservanza di quanto disposto dall'art. 154 *ter*, comma 5, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e 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) e 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 e in vigore alla chiusura del periodo.

Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili e i criteri di valutazione applicati nella redazione del presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2014, non sottoposto a revisione legale, sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione. Si evidenzia, inoltre, che dal 1° gennaio 2014 sono divenuti applicabili i seguenti principi contabili internazionali e le seguenti modifiche ai principi esistenti.

- > *"IFRS 10 - Bilancio consolidato"*. Sostituisce il *"SIC 12 - Consolidamento - società a destinazione specifica (società veicolo)"* e, limitatamente alla parte relativa al bilancio consolidato, lo *"IAS 27 - Bilancio consolidato e separato"* la cui denominazione è stata modificata in *"Bilancio separato"*. Il principio introduce un nuovo modello di valutazione dell'esistenza del controllo (presupposto indispensabile per consolidare una partecipata), lasciando invariate le tecniche di consolidamento previste dal previgente IAS 27. Tale modello deve essere applicato indistintamente a tutte le partecipate, incluse le società veicolo chiamate dal nuovo principio *"structured entities"*. Mentre nei precedenti principi contabili si dava prevalenza, laddove il controllo non derivasse dalla detenzione della maggioranza dei diritti di voto reali o potenziali, all'analisi dei rischi/benefici derivanti dalla propria interessenza nella partecipata, l'IFRS 10 focalizza il giudizio su tre elementi da considerare in ogni valutazione: il potere (*power*); l'esposizione alla variabilità dei rendimenti derivanti dal rapporto partecipativo; il legame tra il potere e i rendimenti, ossia la capacità di influenzare i rendimenti della partecipata esercitando su quest'ultima il proprio potere decisionale. Gli effetti contabili derivanti dalla perdita del controllo o dalla variazione della quota di interessenza in una partecipata (senza perdita del controllo) restano invariati rispetto a quanto previsto dal previgente IAS 27.
L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato modifiche al perimetro di consolidamento utilizzato per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 e del presente Resoconto.
- > *"IAS 27 - Bilancio separato"*. Contestualmente all'emissione dell'IFRS 10 e dell'IFRS 12, il previgente IAS 27 è stato modificato sia nella denominazione che nel contenuto, eliminando tutte le disposizioni relative alla redazione del bilancio consolidato (le altre disposizioni sono rimaste invariate). A seguito di tale modifica, pertanto, il principio indica solo i criteri di rilevazione e misurazione contabile nonché l'informativa da presentare nei bilanci separati in materia di società controllate, *joint venture* e collegate.
Trattandosi di una modifica non inerente il bilancio consolidato, l'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti per il Gruppo.
- > *"IFRS 11 - Accordi a controllo congiunto"*. Sostituisce lo *"IAS 31 - Partecipazioni in Joint Venture"* e il *"SIC 13 - Imprese sotto controllo congiunto - Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo"*. A differenza dello IAS 31 che nella valutazione degli accordi di controllo congiunto (c.d.

joint arrangement) dava prevalenza alla forma contrattuale prescelta, il nuovo principio fonda il processo valutativo sui diritti e obblighi attribuiti alle parti dell'accordo. In particolare, il nuovo *standard* contabile individua due tipologie di *joint arrangement*: la *joint operation*, qualora le parti dell'accordo abbiano diritto pro-quota alle attività e siano responsabili pro-quota delle passività derivanti dall'accordo stesso; la *joint venture*, qualora le parti abbiano diritto a una quota delle attività nette o del risultato economico derivanti dall'accordo. Nel bilancio consolidato, la partecipazione a una *joint operation* deve essere riflessa contabilmente mediante la rilevazione delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti, a prescindere dall'interessenza partecipativa detenuta; la partecipazione a una *joint venture*, invece, deve essere consolidata utilizzando l'*equity method* (non è più consentita l'applicazione del consolidamento proporzionale). Gli effetti derivanti dall'applicazione, su base retroattiva, di tale principio nel presente Resoconto sono opportunamente illustrati nel successivo paragrafo "Restatement dei dati economici e patrimoniali".

> "IAS 28 - Partecipazioni in società collegate e joint venture". Contestualmente all'emissione dell'IFRS 11 e dell'IFRS 12, il previgente IAS 28 è stato modificato sia nella denominazione che nel contenuto. In particolare, il nuovo principio, che include anche le disposizioni del "SIC 13 - Imprese sotto controllo congiunto - Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo", descrive l'applicazione del metodo del Patrimonio Netto che costituisce, nell'ambito di un bilancio consolidato, il criterio di valutazione delle società collegate e delle *joint venture*. Gli effetti derivanti dall'applicazione, su base retroattiva, di tale principio nel presente Resoconto sono illustrati -unitamente a quelli derivanti dalla già citata introduzione dell'IFRS11 - nel successivo paragrafo "Restatement dei dati economici e patrimoniali".

> "IFRS 12 - Informativa sulle partecipazioni in altre entità". Racchiude in un unico *standard* contabile l'informativa da presentare in materia di interessi detenuti in società controllate, *joint operation* e *joint ventures*, collegate e in *structured entities*. In particolare, il principio ingloba e sostituisce l'informativa richiesta dai previgenti IAS 27, IAS 28 e IAS 31, al fine di garantire un set informativo maggiormente uniforme e coerente, introducendo nuovi obblighi informativi con riferimento alle società controllate con rilevanti azionisti di minoranza e alle società collegate e *joint venture* individualmente significative.

L'applicazione di tale principio non ha comportato particolari impatti nel presente Resoconto.

> "Modifiche allo IAS 32 - Strumenti finanziari: Esposizione in bilancio - Compensazione di attività e passività finanziarie". La nuova versione dello IAS 32 dispone che attività e passività finanziarie debbano essere compensate e il relativo saldo netto esposto nello stato patrimoniale, quando e soltanto quando ricorrano in una società entrambe le seguenti condizioni:

- a) ha correntemente un diritto legalmente esecutivo a compensare gli importi rilevati contabilmente;
- e
- b) intende estinguerle per il residuo netto, o intende realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività.

La modifica allo IAS 32 chiarisce che per soddisfare il primo dei predetti requisiti, il diritto alla compensazione non deve essere condizionato a un evento futuro e deve essere legalmente esecutivo sia nel normale corso dell'attività aziendale, sia in caso di inadempimento, insolvenza o fallimento.

L'intenzione di regolare al netto può essere provata dalla normale prassi di business, dal funzionamento dei mercati finanziari, dall'assenza di limiti all'abilità di regolare al netto o al lordo attività e passività finanziarie contemporaneamente. Con riferimento a tale requisito, la modifica allo IAS 32 precisa che, qualora la società regoli separatamente attività e passività finanziarie, ai fini della compensazione in bilancio, è necessario che il sistema di regolamento lordo abbia specifiche caratteristiche in grado di eliminare o comunque di ridurre a livelli non significativi il rischio di credito

o di liquidità, nonché di processare crediti e debiti in un singolo flusso di regolamento. 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".

- > *"Modifiche all'IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12 - Guida alle disposizioni transitorie"*. La modifica ha l'obiettivo di chiarire alcuni aspetti relativi alla fase di prima applicazione dei principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. In particolare, l'IFRS 10 è stato emendato chiarendo che per data di applicazione iniziale del principio debba intendersi l'inizio dell'esercizio in cui lo stesso è applicato per la prima volta (i.e. 1° gennaio 2013); è stata, inoltre, limitata l'informativa comparativa da fornire nel primo esercizio di applicazione. L'IFRS 11 e l'IFRS 12 sono stati emendati in maniera analoga, limitando gli effetti, sia in termini di rettifica dei dati di bilancio che di informativa, derivanti dalla prima applicazione dell'IFRS 11.

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

- > *"Modifiche agli IFRS 10, IFRS 12 e allo IAS 27 - Entità di investimento"*. La modifica in esame introduce un'eccezione all'obbligo, contenuto nell'IFRS 10, di consolidare tutte le società controllate, nel caso in cui la controllante si qualifichi come "entità di investimento". In particolare, le "entità di investimento", come definite dalla modifica in esame, non devono consolidare le proprie società controllate a eccezione del caso in cui queste ultime forniscano servizi correlati all'attività di investimento della controllante. Le società controllate non consolidate devono essere valutate in conformità all'IFRS 9 ovvero allo IAS 39. La controllante di un "entità di investimento" deve, invece, consolidare tutte le proprie controllate (incluse quelle detenute mediante l'entità di investimento stessa), eccetto il caso in cui anch'essa si qualifichi come tale.

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

- > *"Modifiche allo IAS 36 - Informazioni integrative sul valore recuperabile delle attività non finanziarie"*. Le modifiche apportate allo IAS 36 dall'IFRS 13 non riflettevano le intenzioni dello IASB circa l'informativa da presentare in bilancio in merito al valore recuperabile delle attività svalutate. Conseguentemente, lo IASB ha modificato ulteriormente il principio, eliminando l'informativa introdotta dall'IFRS 13 e richiedendo specifica informativa circa la misurazione del fair value nei casi in cui il valore recuperabile delle attività svalutate è basato sul fair value al netto dei costi di dismissione. Le modifiche in esame, infine, richiedono informativa sul valore recuperabile delle attività o CGU per le quali, durante il periodo, è stata rilevata o ripristinata una perdita di valore.

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

- > *"Modifiche allo IAS 39 - Novazione di derivati e continuazione della contabilizzazione di copertura"*. Le modifiche hanno l'obiettivo di consentire alle società, laddove specifiche condizioni siano soddisfatte, di non interrompere l'*hedge accounting* per effetto della novazione dello strumento di copertura con una controparte centrale, in applicazione di leggi o regolamenti.

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

Restatement dei dati economici e patrimoniali

I dati economici del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2013 e patrimoniali al 31 dicembre 2013, inclusi nel presente Resoconto intermedio di gestione ai soli fini comparativi, sono stati rideterminati a seguito:

- > dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2014 con efficacia retrospettiva, del nuovo standard contabile IFRS 11, secondo il quale le partecipazioni a una joint venture devono essere consolidate utilizzando il metodo del patrimonio netto. Tale modifica ha eliminato la possibilità, prevista dal previgente IAS 31 e utilizzata precedentemente dal Gruppo, di applicare il consolidamento proporzionale alle partecipazioni ricadenti in tale fattispecie, comportando la rideterminazione di tutti i dati economici e patrimoniali, pur non alterando il risultato netto e il patrimonio netto del Gruppo;
- > dell'adozione, a fine 2013, di una nuova politica contabile relativa alla rilevazione e presentazione in bilancio delle diverse tipologie di certificati ambientali (quote CO₂, certificati verdi, certificati di efficienza energetica, etc.), che ha comportato alcune riclassifiche nel Conto economico consolidato del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2013;
- > dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2014 con efficacia retrospettiva, delle nuove disposizioni previste dallo IAS 32 circa la compensazione di attività e passività finanziarie in presenza di determinate condizioni, che ha determinato la modifica di talune voci dello stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2013 senza alcun effetto sul patrimonio netto complessivo;
- > dell'allocatione definitiva del prezzo di acquisizione di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili (tra cui Parque Eólico Talinay Oriente), conclusasi successivamente al 31 dicembre 2013, e che ha comportato la rideterminazione dei dati patrimoniali a tale data.

Nelle tabelle seguenti sono riportati gli schemi contabili dei primi nove mesi del 2013 e al 31 dicembre 2013, presentati in forma sintetica, con evidenza delle rettifiche effettuate a fronte delle modifiche precedentemente illustrate.

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	Primi nove mesi 2013	Effetto IFRS 11	Nuova policy certificati ambientali	Primi nove mesi 2013 restated
Totale ricavi	59.149	(1.367)	54	57.836
Totale costi	46.584	(1.146)	54	45.492
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(378)	-		(378)
MARGINE OPERATIVO LORDO	12.187	(221)	-	11.966
Ammortamenti e perdite di valore	4.709	(95)		4.614
RISULTATO OPERATIVO	7.478	(126)	-	7.352
Proventi finanziari	1.877	(3)		1.874
Oneri finanziari	3.893	(9)		3.884
Totale proventi/(oneri) finanziari	(2.016)	6	-	(2.010)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	69	70		139
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	5.531	(50)	-	5.481
Imposte	2.078	(50)		2.028
Risultato delle continuing operations	3.453	-	-	3.453
Risultato delle discontinued operations	-	-		-
RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e Terzi)	3.453	-	-	3.453
Quota di interessenza del Gruppo	2.335	-	-	2.335
Quota di interessenza di terzi	1.118			1.118

Prospetto dell'utile consolidato complessivo

Milioni di euro	Primi nove mesi		
	2013	IFRS 11	2013 restated
Risultato netto del periodo	3.453		3.453
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico:			
- Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(148)	(10)	(158)
- Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(12)	6	(6)
- Variazione di fair value degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	(81)	-	(81)
- Variazione della riserva di traduzione	(2.168)	4	(2.164)
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico:			
Variazione delle passività/(attività) nette per benefici definiti	-	-	-
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(2.409)	-	(2.409)
Utile complessivo rilevato nel periodo	1.044	-	1.044
Quota di interessenza:			
- del Gruppo	1.267	-	1.267
- di terzi	(223)	-	(223)

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	al 31.12.2013	Effetto IFRS 11	Effetto IAS 32	PPA divisione Energie Rinn	al 31.12.2013 restated
ATTIVITÀ					
Attività non correnti					
- Attività materiali e immateriali	99.445	(947)	-	1	98.499
- Avviamento	15.015	(51)	-	3	14.967
-Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	647	725	-	-	1.372
- Altre attività non correnti	13.477	(60)	-	-	13.417
Totale attività non correnti	128.584	(333)	-	4	128.255
Attività correnti					
Rimanenze	3.586	(31)	-	-	3.555
Crediti commerciali	11.533	(118)	-	-	11.415
Crediti tributari	1.735	(26)	-	-	1.709
Attività finanziarie correnti	7.877	14	406	-	8.297
Altre attività correnti	2.562	(42)	-	-	2.520
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.030	(157)	-	-	7.873
Totale attività correnti	35.323	(360)	406	-	35.369
Attività possedute per la vendita	241	-	-	-	241
TOTALE ATTIVITÀ	164.148	(693)	406	4	163.865
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ					
Capitale sociale	9.403	-	-	-	9.403
Altre riserve	7.084	-	-	-	7.084
Utili e perdite accumulati	19.454	-	-	-	19.454
Totale patrimonio netto del Gruppo	35.941	-	-	-	35.941
Interessenze di terzi	16.898	(7)	-	-	16.891
Totale patrimonio netto	52.839	(7)	-	-	52.832
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	51.113	(208)	-	-	50.905
TFR e altri benefici ai dipendenti	3.696	(19)	-	-	3.677
Fondi rischi e oneri	8.047	(76)	-	-	7.971
Passività per imposte differite	10.905	(114)	-	4	10.795
Passività finanziarie non correnti	2.257	(41)	-	-	2.216
Altre passività non correnti	1.266	(7)	-	-	1.259
Totale passività non correnti	77.284	(465)	-	4	76.823
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	2.529	(45)	-	-	2.484
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.690	(32)	-	-	4.658
Debiti commerciali	13.004	(81)	-	-	12.923
Debiti per imposte sul reddito	308	(22)	-	-	286
Passività finanziarie correnti	3.640	(6)	406	-	4.040
Altre passività correnti	9.834	(35)	-	-	9.799
Totale passività correnti	34.005	(221)	406	-	34.190
Passività possedute per la vendita	20	-	-	-	20
TOTALE PASSIVITÀ	111.309	(686)	406	4	111.033
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	164.148	(693)	406	4	163.865

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	Primi nove mesi		
	2013	Effetto IFRS 11	2013 restated
Risultato prima delle imposte	5.531	(50)	5.481
Rettifiche per:			
Ammortamenti e perdite di valore su attività materiali e immateriali	4.186	(95)	4.091
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	(153)	-	(153)
(Proventi)/Oneri finanziari	1.619	3	1.622
Variazione delle rimanenze, dei crediti e dei debiti commerciali	(4.831)	(6)	(4.837)
Interessi e altri oneri finanziari pagati e incassati	(2.014)	6	(2.008)
Altri movimenti	(1.839)	175	(1.664)
Cash flow da attività operativa (A)	2.499	33	2.532
Investimenti in attività materiali e immateriali	(3.702)	22	(3.680)
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(182)	4	(178)
Dismissione di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	68	-	68
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	29	(4)	25
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(3.787)	22	(3.765)
Variazione dei debiti finanziari netti	(135)	(76)	(211)
Incasso/(Esborsi) per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest	1.740	-	1.740
Dividendi pagati	(1.866)	-	(1.866)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(261)	(76)	(337)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(200)	15	(185)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(1.749)	(6)	(1.755)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	9.933	(165)	9.768
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo	8.184	(171)	8.013

Nelle tabelle seguenti sono evidenziati per area di attività gli effetti del sopra citato restatement, limitatamente ai ricavi, al margine operativo lordo e al risultato operativo del terzo trimestre e dei primi nove mesi 2013, e agli investimenti dei primi nove mesi del 2013.

Ricavi

3° trimestre 2013	Effetto IFRS 11	Nuova policy certificati ambientali	3° trimestre 2013 restated	Milioni di euro	Primi nove mesi 2013	Effetto IFRS 11	Nuova policy certificati ambientali	Primi nove mesi 2013 restated
3.975	-	-	3.975	Mercato	12.687	-	-	12.687
5.453	(26)	-	5.427	Generazione ed Energy Management	17.605	(78)	-	17.527
1.813	-	-	1.813	Infrastrutture e Reti	5.597	-	-	5.597
7.644	(62)	-	7.582	Iberia and Latin America	23.280	(183)	-	23.097
1.865	(352)	-	1.513	Internazionale	5.682	(1.067)	-	4.615
591	(13)	-	578	Rinnovabili	2.093	(44)	-	2.049
(2.349)	3	7	(2.339)	Altro, elisioni e rettifiche	(7.795)	5	54	(7.736)
18.992	(450)	7	18.549	Totale	59.149	(1.367)	54	57.836

Margine operativo lordo

3° trimestre 2013	Effetto IFRS 11	3° trimestre 2013 restated	Milioni di euro	Primi nove mesi 2013	Effetto IFRS 11	Primi nove mesi 2013 restated
201	-	201	Mercato	678	-	678
297	(25)	272	Generazione ed Energy Management	964	(64)	900
931	-	931	Infrastrutture e Reti	2.897	-	2.897
1.711	(26)	1.685	Iberia e America Latina	5.325	(74)	5.251
338	(24)	314	Internazionale	903	(80)	823
338	-	338	Energie Rinnovabili	1.311	(6)	1.305
78	4	82	Altro, elisioni e rettifiche	109	3	112
3.894	(71)	3.823	Totale	12.187	(221)	11.966

Risultato operativo

3° trimestre 2013	Effetto IFRS 11	3° trimestre 2013 restated	Milioni di euro	Primi nove mesi 2013	Effetto IFRS 11	Primi nove mesi 2013 restated
82	-	82	Mercato	272	-	272
161	(17)	144	Generazione ed Energy Management	579	(41)	538
694	-	694	Infrastrutture e Reti	2.173	-	2.173
929	(16)	913	Iberia e America Latina	3.105	(44)	3.061
209	(23)	186	Internazionale	471	(77)	394
181	1	182	Energie Rinnovabili	848	33	881
54	4	58	Altro, elisioni e rettifiche	30	3	33
2.310	(51)	2.259	Totale	7.478	(126)	7.352

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi 2013	Effetto IFRS 11	Primi nove mesi 2013 restated
Mercato	50	-	50
Generazione ed Energy Management	158	(3)	155
Infrastrutture e Reti	723	-	723
Iberia and Latin America	1.305	(11)	1.294
Internazionale	593	-	593
Rinnovabili	831	(8)	823
Altro, elisioni e rettifiche	41	-	41
Totale	3.701	(22)	3.679

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 2014. 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" a 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" a 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 2014, rispetto a quella del 30 settembre 2013 e del 31 dicembre 2013, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

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 venturer, la società è consolidata con il metodo del patrimonio netto;
- > 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;
- > acquisizione, in data 31 ottobre 2013, del 100% del capitale di Compañía Energética Veracruz, società operante nello sviluppo di impianti idroelettrici in Perù;
- > cessione, in data 13 novembre 2013, della partecipazione del 40% in Artic Russia, con il conseguente deconsolidamento anche delle quota detenuta da quest'ultima in SeverEnergia;
- > acquisizione, nel mese di novembre e dicembre 2013, di nove società (costituenti tre business combination) operanti nello sviluppo di progetti eolici negli Stati Uniti;
- > cessione, in data 20 dicembre 2013, della partecipazione residua in Enel Rete Gas, precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto.

2014

- > perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower, in virtù degli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della società che prevedevano la modifica degli assetti di governance societaria a partire da tale data, determinando di conseguenza il venir meno del presupposto del controllo da parte del

Gruppo Enel a favore di un controllo congiunto; per effetto della nuova organizzazione societaria, la partecipata è stata qualificata come una joint operation ai sensi dell'IFRS 11;

- > acquisizione, attraverso un'offerta pubblica di acquisto aperta tra il 14 gennaio 2014 e il 16 maggio 2014, dell'ulteriore quota del 15,18% di Coelce, società operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già precedentemente controllata dal Gruppo;
- > acquisizione, in data 22 aprile 2014, del 50% di Inversiones Gas Atacama, società cilena operante nel trasporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica e nella quale il Gruppo deteneva una percentuale del 50%; pertanto, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 12 maggio 2014, del 26% di Buffalo Dunes Wind Project, operante nella generazione eolica negli Stati Uniti e nella quale il Gruppo deteneva una percentuale del 49%; pertanto, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 22 luglio 2014, del restante 50% del capitale di Enel Green Power Solar Energy, società italiana attiva nello sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti fotovoltaici e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 50%; pertanto, a valle di tale operazione la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione in data 4 settembre 2014, della quota residuale del 39% di Generandes Perú (già controllata attraverso una partecipazione del 61%), società che controlla, con una quota del 54,20%, Edegel, società operante nella generazione di energia elettrica in Perù;
- > acquisizione in data 17 settembre 2014, del 100% del capitale sociale di Osage Wind, società titolare di un progetto eolico negli Stati Uniti.

Sono di seguito dettagliate le principali operazioni di business combination effettuate nel terzo trimestre 2014.

Acquisizione di Enel Green Power Solar Energy

Facendo seguito all'impegno assunto con l'accordo dell'11 luglio 2014 con Sharp, il 22 luglio 2014 Enel Green Power ha acquisito la partecipazione detenuta da Sharp in Enel Green Power & Sharp Solar Energy (adesso Enel Green Power Solar Energy Srl), joint venture paritetica nata per sviluppare, costruire e gestire impianti fotovoltaici utilizzando i pannelli prodotti dalla fabbrica di 3SUN. L'accordo, complessivamente valorizzato in 30 milioni di euro sulla base di una valutazione di un terzo indipendente, ha riguardato in parte l'acquisizione della quota del 50%, in parte la rinuncia del socio Sharp al credito finanziario che aveva erogato in qualità di socio e vantato nei confronti di Enel Green Power Solar Energy per 25 milioni di euro.

Allocazione del prezzo di acquisizione

Milioni di euro

Attività nette acquisite prima dell'allocazione	10
Rettifiche per valutazione al fair value	-
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	10
Valore della business combination:	
- valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	5
- costo dell'acquisizione effettuata nel terzo trimestre 2014	5
Totale	10
Avviamento	-

Si segnala che alla data del presente Resoconto intermedio di gestione, il processo di determinazione del fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte con l'operazione su descritta risulta essere ancora in corso.

Aumento della quota di interessenza in Generandes Perú ed Edegel

In base agli accordi stipulati nel mese di aprile del 2014, in data 4 settembre 2014, Enersis la società cilena capofila delle attività in America Latina, ha perfezionato l'acquisizione del 39% di Generandes Perú, società già controllata per la residua quota del 61% e che a sua volta detiene il 54,2% di Edegel, la società peruviana operante nel settore della generazione di energia elettrica.

Si segnala che, in conformità a quanto previsto dall'IFRS 3 (Revised) per le operazioni effettuate su non controlling interest, la differenza tra il prezzo pagato, pari a 421 milioni di dollari statunitensi (pari a 321 milioni di euro alla data della transazione) e il valore degli asset acquisiti, precedentemente assegnati alle minoranze, è stata iscritta direttamente in un'apposita riserva del patrimonio netto consolidato. Gli effetti dell'operazione sono i seguenti:

Milioni di euro

Attività nette acquisite	233
Costo dell'operazione	321
Riserva per operazioni su non controlling interest	(88)

Acquisizione di Osage Wind

In data 17 settembre 2014 Enel Green Power Nord America ha siglato un accordo con American Wind Capital per l'acquisto del 100% del capitale sociale di Osage Wind LLC, società titolare di un progetto di sviluppo eolico per 150 MW.

Milioni di euro	
Immobili impianti e macchinari	39
Attività correnti	11
Attività nette acquisite	50
Avviamento	-
Valore dell'operazione	50
Effetto cassa	50

Si segnala, che a partire dal 30 settembre, le attività inerenti al progetto Osage sono state riclassificate, in ragione delle decisioni assunte dal management, tra le attività possedute per la vendita in quanto rispondenti ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

Si evidenzia che dal 1° ottobre 2014 la società è detenuta in joint control a seguito della cessione di una quota del 50% della società.

Sintesi dei risultati

Dati economici, patrimoniali e finanziari

3° trimestre		Milioni di euro	Primi nove mesi	
2014	2013 restated		2014	2013 restated
17.974	18.549	Ricavi	54.075	57.836
3.730	3.823	Margine operativo lordo	11.608	11.966
2.144	2.259	Risultato operativo	7.155	7.352
386	970	Risultato netto del Gruppo e di terzi	2.626	3.453
272	655	Risultato netto del Gruppo	1.957	2.335
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,21	0,25
		Capitale investito netto	97.421	92.538 ⁽¹⁾
		Indebitamento finanziario netto	44.578	39.706 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto (incluse quote di terzi)	52.843	52.832 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,86	3,82 ⁽¹⁾
		Cash flow da attività operativa	2.930	2.532
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.012	3.679 ⁽²⁾

(1) Dati al 31 dicembre 2013 restated.

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

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2014 sono pari a 54.075 milioni di euro con un decremento di 3.761 milioni di euro (-6,5%) rispetto all'analogo periodo del 2013, di cui 1.219 milioni di euro da attribuire alla variazione dei tassi medi di cambio delle varie valute locali in cui il Gruppo opera differenti dall'euro (in particolare dei Paesi dell'America Latina e della Russia). Oltre il citato effetto derivante dall'apprezzamento dell'euro, il decremento è sostanzialmente riferibile ai minori ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica, da attribuire essenzialmente alle minori quantità generate e vendute. Si segnala inoltre che i ricavi dei primi nove mesi del 2014 includono l'adeguamento del prezzo di vendita (82 milioni di euro) della società Artic Russia, ceduta a fine 2013, e la rimisurazione a fair value (per complessivi 82 milioni di euro) delle attività nette di alcune società per le quali nel corso del periodo si è perso o acquisito il controllo.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Mercato	11.382	12.687	(1.305)	-10,3%
Generazione ed Energy Management	15.111	17.527	(2.416)	-13,8%
Infrstrutture e Reti	5.526	5.597	(71)	-1,3%
Iberia e America Latina	21.959	23.097	(1.138)	-4,9%
Internazionale	3.918	4.615	(697)	-15,1%
Energie Rinnovabili	2.016	2.049	(33)	-1,6%
Altro, elisioni e rettifiche	(5.837)	(7.736)	1.899	-24,5%
Totale	54.075	57.836	(3.761)	-6,5%

Il **margin operativo lordo**, pari a 11.608 milioni di euro, evidenzia un decremento di 358 milioni di euro (-3,0%) rispetto ai primi nove mesi del 2013. In particolare, escludendo i sopraccitati proventi da cessione e da rimisurazione a fair value, i minori risultati della divisione Iberia e America Latina (che risentono negativamente sia dell'effetto negativo della variazione dei tassi di cambio, sia dei mutamenti

regolatori in Spagna) sono stati solo parzialmente compensati dal miglioramento del margine delle attività svolte in Italia.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Mercato	758	678	80	11,8%
Generazione ed Energy Management	1.025	900	125	13,9%
Infrastrutture e Reti	3.080	2.897	183	6,3%
Iberia e America Latina	4.536	5.251	(715)	-13,6%
Internazionale	778	823	(45)	-5,5%
Energie Rinnovabili	1.312	1.305	7	0,5%
Altro, elisioni e rettifiche	119	112	7	6,2%
Totale	11.608	11.966	(358)	-3,0%

Il **risultato operativo** ammonta a 7.155 milioni di euro, con un decremento di 197 milioni di euro (-2,7%) rispetto all'analogo periodo del 2013, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 161 milioni di euro.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Mercato	338	272	66	24,3%
Generazione ed Energy Management	626	538	88	16,4%
Infrastrutture e Reti	2.335	2.173	162	7,5%
Iberia e America Latina	2.442	3.061	(619)	-20,2%
Internazionale	479	395	84	21,3%
Energie Rinnovabili	885	881	4	0,5%
Altro, elisioni e rettifiche	50	32	18	56,2%
Totale	7.155	7.352	(197)	-2,7%

Il **risultato netto del Gruppo** dei primi nove mesi del 2014 ammonta a 1.957 milioni di euro rispetto ai 2.335 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (-16,2%). In particolare, la sopracitata riduzione del risultato operativo, i maggiori oneri finanziari netti (prevalentemente connessi a partite non ricorrenti rilevate nei due periodi a confronto) e gli effetti negativi generati sulla fiscalità differita dall'aumento dell'aliquota d'imposta in Cile, sono stati solo parzialmente compensati dal beneficio derivante dalla riduzione dell'aliquota addizionale IRES applicabile ad alcune società italiane – c.d. "Robin Hood Tax" – passata dal 10,5% al 6,5% a partire da gennaio 2014.

Il **capitale investito netto** inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 113 milioni di euro, ammonta a 97.421 milioni di euro al 30 settembre 2014 (92.538 milioni di euro al 31 dicembre 2013) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.843 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 44.578 milioni di euro.

L'**indebitamento finanziario netto**, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita, si attesta a 44.578 milioni di euro al 30 settembre 2014. La variazione rispetto ai 39.706 milioni

di euro del 31 dicembre 2013, pari a 4.872 milioni di euro, tiene conto dell'effetto negativo derivante dalla variazione dei tassi di cambio rispetto a quelli di fine 2013.

Gli **investimenti** ammontano a 4.012 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014, con un incremento di 333 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013, riferito essenzialmente alle attività di generazione da fonte rinnovabile.

Milioni di euro	Primi nove mesi			Variazioni	
	2014	2013 restated			
Mercato	69	50	19	38,0%	
Generazione ed Energy Management	130	155	(25)	-16,1%	
Infrastrutture e Reti	696	723	(27)	-3,7%	
Iberia e America Latina	1.424	1.294	130	10,0%	
Internazionale	598	593	5	0,8%	
Energie Rinnovabili	1.060	823 ⁽¹⁾	237	28,8%	
Altro, elisioni e rettifiche	35	41	(6)	-14,6%	
Totale	4.012	3.679	333	9,1%	

(1) Il dato dei primi nove mesi del 2013 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
2014			2013 restated			2014			2013 restated		
18,3	56,5	74,8	18,8	55,7	74,5	54,1	156,4	210,5	54,0	156,6	210,6
Energia netta prodotta da Enel (TWh)											
57,8	44,8	102,6	58,8	45,0	103,8	167,2	130,3	297,5	172,0	130,4	302,4
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)											
22,1	43,5	65,6	23,8	45,5	69,3	65,8	130,1	195,9	69,6	133,4	203,0
Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾											
0,3	0,8	1,1	0,3	0,9	1,2	2,4	3,1	5,5	2,9	3,2	6,1
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)											
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.) ^{(2) (3)}											
						35.298	36.035	71.333	34.246	36.096	70.342

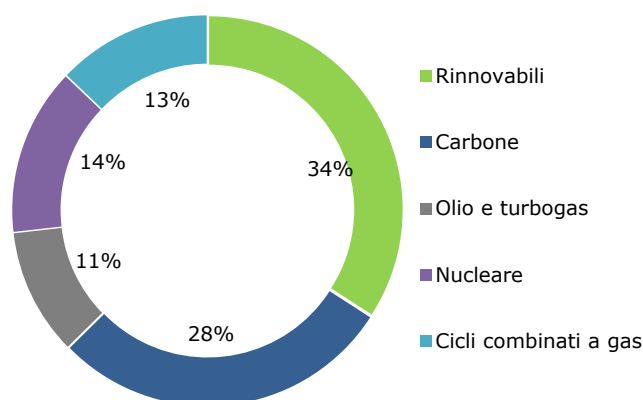
(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

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

(3) Al 31 dicembre 2013 restated.

L'energia netta prodotta da Enel nei primi nove mesi del 2014 è sostanzialmente in linea con il valore registrato nell'analogo periodo del 2013 (-0,1 TWh). In particolare, il calo rilevato all'estero (-0,2 TWh) trova sostanzialmente riscontro nella minor produzione nucleare e termoelettrica convenzionale, solo parzialmente compensato dalla maggiore produzione da fonte rinnovabile. Infine, si segnala che il 34,0% dell'energia prodotta da Enel nei primi nove mesi del 2014 è da fonte rinnovabile (32,7% nei primi nove mesi 2013).

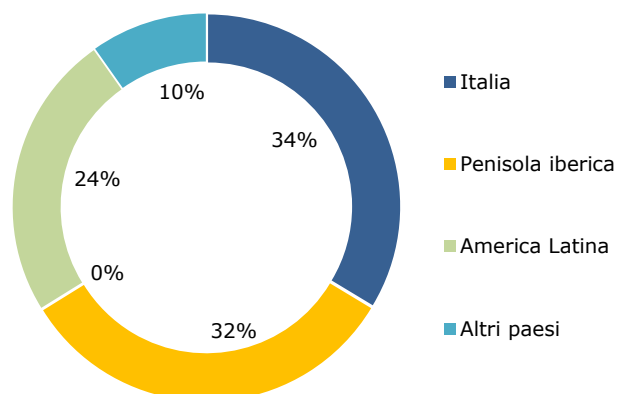
Energia elettrica netta prodotta per fonte (primi nove mesi del 2014)



L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel nei primi nove mesi del 2014 è pari a 297,5 TWh, in calo di 4,9 TWh (-1,6%), 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 2014 un calo di 7,1 TWh (-3,5%). In particolare, il decremento risente prevalentemente delle minori vendite realizzate in Italia (-3,8 TWh) e Spagna (-1,5 TWh), conseguenti al calo della domanda, e in Francia (-3,4 TWh), connesse alla riduzione dei volumi di capacità disponibili. Tali effetti negativi sono solo parzialmente compensati dalle maggiori vendite effettuate in America Latina (+1,6 TWh), particolarmente concentrate in Brasile e Cile.

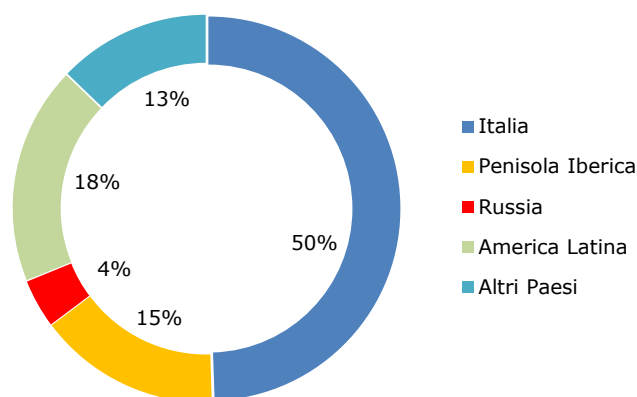
Energia elettrica venduta per area geografica (primi nove mesi del 2014)



Il **gas venduto** nei primi nove mesi del 2014 è pari a 5,5 miliardi di metri cubi, in calo di 0,6 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 settembre 2014 è pari a 71.333 dipendenti, di cui circa il 51% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione, pari a 991 unità, è sostanzialmente riferibile al saldo positivo tra assunzioni e cessazioni (895 unità), e delle variazioni di perimetro (96 unità) riconducibili all'acquisizione dell'ulteriore 50% della società Inversiones Gas Atacama (163 risorse), alla modifica nel metodo di consolidamento da integrale a proporzionale della società SE Hydropower a valle della perdita del controllo avvenuta per effetto del cambio dell'assetto di governance (-51 risorse) e altre cessioni minori (-16 risorse).

Dipendenti per area geografica (al 30 settembre 2014)



N.

	al 30.09.2014	al 31.12.2013 restated
Mercato	3.676	3.687
Generazione ed Energy Management	5.530	5.621
Infrastrutture e Reti	18.955	17.689
Iberia e America Latina	22.902	22.541
Internazionale	10.882	11.439
Energie Rinnovabili	3.616	3.469
Altro, elisioni e rettifiche	5.772	5.896
Totale	71.333	70.342

Risultati per area di attività

Come già menzionato nella descrizione del modello organizzativo di Enel, la rappresentazione dei risultati economici consolidati in base alla nuova struttura organizzativa adottata dal Gruppo verrà effettuata solo a partire dal 2015. Conseguentemente, nel presente Resoconto intermedio di gestione i risultati economici per area di attività sono rappresentati considerando il precedente modello operativo e tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach".

Si evidenzia inoltre, che come già descritto nel paragrafo "Restatement dei dati economici e patrimoniali", talune modifiche ai principi contabili di riferimento IFRS-EU utilizzati dal Gruppo applicabili dal 1° gennaio 2014 in via retrospettiva, hanno comportato la rideterminazione, ai soli fini comparativi, dei risultati economici relativi ai primi nove mesi del 2013, delle Divisioni e Aree di attività del Gruppo. Si segnala inoltre che tali modifiche hanno generato coerenti rettifiche nei dati operativi delle medesime Divisioni e Aree di attività, ove impattate, relativi allo stesso periodo del 2013.

Risultati per area di attività del terzo trimestre 2014 e 2013

Terzo trimestre 2014 ⁽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	3.513	4.168	897	7.573	1.222	594	7	17.974
Ricavi intersettoriali	21	665	909	13	74	57	(1.739)	-
Totale ricavi	3.534	4.833	1.806	7.586	1.296	651	(1.732)	17.974
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	1	(86)	-	(34)	1	22	(3)	(99)
Margine operativo lordo	220	290	962	1.554	273	423	8	3.730
Ammortamenti e perdite di valore	139	172	253	737	107	156	22	1.586
Risultato operativo	81	118	709	817	166	267	(14)	2.144

(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.

Terzo trimestre 2013 ⁽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	3.874	4.414	807	7.570	1.361	515	8	18.549
Ricavi intersettoriali	101	1.013	1.006	12	152	63	(2.347)	-
Totale ricavi	3.975	5.427	1.813	7.582	1.513	578	(2.339)	18.549
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(23)	(101)	-	(9)	8	2	-	(123)
Margine operativo lordo	201	272	931	1.685	314	338	82	3.823
Ammortamenti e perdite di valore	119	128	237	772	127	156	25	1.564
Risultato operativo	82	144	694	913	187	182	57	2.259

(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 nuovo trattamento contabile IFRS 11, nonché della policy contabile utilizzata per i certificati ambientali.

Risultati per area di attività dei primi nove mesi del 2014 e del 2013

Primi nove mesi 2014 ⁽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	11.302	12.505	2.714	21.904	3.680	1.840	130	54.075
Ricavi intersettoriali	80	2.606	2.812	55	238	176	(5.967)	-
Totale ricavi	11.382	15.111	5.526	21.959	3.918	2.016	(5.837)	54.075
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(32)	(120)	-	(5)	-	68	(4)	(93)
Margine operativo lordo	758	1.025	3.080	4.536	778	1.312	119	11.608
Ammortamenti e perdite di valore	420	399	745	2.094	299	427	69	4.453
Risultato operativo	338	626	2.335	2.442	479	885	50	7.155
Investimenti	69	130	696	1.424	598	1.060	35	4.012

(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.

Primi nove mesi 2013 ⁽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	12.511	13.783	2.548	23.050	4.146	1.756	42	57.836
Ricavi intersettoriali	176	3.744	3.049	47	469	293	(7.778)	-
Totale ricavi	12.687	17.527	5.597	23.097	4.615	2.049	(7.736)	57.836
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(72)	(145)	-	(187)	4	22	-	(378)
Margine operativo lordo	678	900	2.897	5.251	823	1.305	112	11.966
Ammortamenti e perdite di valore	406	362	724	2.190	428	424	80	4.614
Risultato operativo	272	538	2.173	3.061	395	881	32	7.352
Investimenti	50	155	723	1.294	593	823 ⁽³⁾	41	3.679

(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 nuovo trattamento contabile IFRS 11, nonché della policy contabile utilizzata per i certificati ambientali.

(3) 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			
2014	2013	Variazioni			2014	2013	Variazioni		
Mercato libero:									
6.420	6.700	(280)	-4,2%	- clienti mass market	18.963	19.353	(390)	-2,0%	
2.760	2.430	330	13,6%	- clienti business ⁽¹⁾	8.108	6.982	1.126	16,1%	
352	471	(119)	-25,3%	- clienti in regime di salvaguardia	1.162	1.397	(235)	-16,8%	
9.532	9.601	(69)	-0,7%	Totale mercato libero	28.233	27.732	501	1,8%	
Mercato regolato:									
12.411	14.012	(1.601)	-11,4%	- clienti in regime di maggior tutela	37.243	41.459	(4.216)	-10,2%	
21.943	23.613	(1.670)	-7,1%	TOTALE	65.476	69.191	(3.715)	-5,4%	

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

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2014 è pari a 65.476 milioni di kWh (21.943 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014), registrando un decremento di 3.715 milioni di kWh (-1.670 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare il decremento relativo alle minori vendite sul mercato regolato, connesso essenzialmente al continuo passaggio dei clienti al mercato libero, è stato solo parzialmente compensato dalle maggiori quantità intermedie ai clienti business. Diverso andamento si rileva invece nelle vendite di energia elettrica sul mercato libero nel terzo trimestre 2014 dove il citato incremento delle quantità vendute ai clienti business è stato compensato da una riduzione delle vendite ai clienti mass market e in regime di salvaguardia.

Vendite di gas naturale

3° trimestre		Milioni di m ³				Primi nove mesi			
2014	2013	Variazioni			2014	2013	Variazioni		
205	208	(3)	-1,4%	Clienti mass market ⁽¹⁾	2.004	2.389	(385)	-16,1%	
104	117	(13)	-11,1%	Clienti business	418	521	(103)	-19,8%	
309	325	(16)	-4,9%	Totale	2.422	2.910	(488)	-16,8%	

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nei primi nove mesi del 2014 è pari a 2.422 milioni di metri cubi (309 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2014), con un decremento di 488 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio.

Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2014, con un decremento più marcato per i clienti business.

Risultati economici

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni			2014	2013 restated	Variazioni	
3.534	3.975	(441)	-11,1%	Ricavi	11.382	12.687	(1.305)	-10,3%
220	201	19	9,5%	Margine operativo lordo	758	678	80	11,8%
81	82	(1)	-1,2%	Risultato operativo	338	272	66	24,3%
				Investimenti	69	50	19	38,0%

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2014 ammontano a 3.534 milioni di euro, in decremento di 441 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2013 (-11,1%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 251 milioni di euro, connessi prevalentemente al decremento delle quantità vendute (-1,6 TWh);
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 106 milioni di euro sostanzialmente riferibili al decremento dei prezzi medi di vendita applicati ai diversi portafogli di clientela;
- > minori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 17 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** del terzo trimestre 2014 si attesta a 220 milioni di euro, registrando un incremento di 19 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale incremento è essenzialmente imputabile al maggior margine realizzato sul mercato libero dell'energia elettrica.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2014, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 139 milioni di euro (119 milioni di euro nell'analogo periodo del 2013), è pari a 81 milioni di euro e mostra un andamento in linea con il valore registrato nel terzo trimestre 2013.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2014 ammontano a 11.382 milioni di euro, registrando un decremento di 1.305 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013 (-10,3%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 782 milioni di euro, connessi essenzialmente al decremento delle quantità vendute (-4,2 TWh), nonché alla riduzione dei ricavi tariffari a copertura dei costi di generazione. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione e dall'impatto positivo della rilevazione di partite pregresse, per 92 milioni di euro, relative sostanzialmente a perequazioni acquisti dell'esercizio precedente;
- > minori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 311 milioni di euro, prevalentemente connessi al decremento delle quantità vendute;
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 161 milioni di euro, sostanzialmente a seguito dei minori prezzi medi di vendita applicati ai diversi portafogli di clientela, il cui effetto è stato solo parzialmente compensato dalle maggiori quantità vendute (+0,5 TWh).

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2014 si attesta a 758 milioni di euro, con un incremento di 80 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2013 (+11,8%). In particolare, la variazione è riferibile sostanzialmente:

- > a un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 115 milioni di euro dovuto alla crescita della marginalità unitaria su alcuni segmenti di clientela, parzialmente compensata dai maggiori costi operativi correlati essenzialmente all'acquisizione di nuovi clienti;
- > alla riduzione del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 35 milioni di euro, da riferire prevalentemente ai minori servizi resi alle società della Divisione Infrastrutture e Reti e alla riduzione dei volumi venduti; tali effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento di alcune componenti tariffarie e dalle sopracitate partite pregresse.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2014 è pari a 338 milioni di euro (con un incremento di 66 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013), scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 14 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 69 milioni di euro e registrano un incremento di 19 milioni di euro rispetto al valore registrato nei primi nove mesi del 2013.

Generazione ed Energy Management

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni		2014	2013 restated	Variazioni		2014	2013 restated	Variazioni	
11.039	11.755	(716)	-6,1%	Termoelettrica	30.962	31.603	(641)	-2,0%			
3.991	4.118	(127)	-3,1%	Idroelettrica	12.791	13.206	(415)	-3,1%			
3	3	-	-	Altre fonti	7	7	-	-			
15.033	15.876	(843)	-5,3%	Totale produzione netta	43.760	44.816	(1.056)	-2,4%			
14.908	15.718	(810)	-5,2%	- di cui Italia	43.328	43.831	(503)	-1,1%			
125	158	(33)	-20,9%	- di cui Belgio	432	985	(553)	-56,1%			

Nei primi nove mesi del 2014, la produzione netta di energia elettrica dell'Area Generazione ed Energy Management ammonta a 43.760 milioni di kWh (15.033 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014), registrando un decremento del 2,4% (-5,3% nel terzo trimestre 2014) rispetto all'analogo periodo del 2013 (-1.056 milioni di kWh). La minore produzione idroelettrica (-415 milioni di kWh) è riferibile essenzialmente alla variazione di perimetro di SE Hydropower (-1.084 milioni di kWh) avvenuta a seguito del cambio della governance della società che ne ha comportato la perdita del controllo e il conseguente cambiamento del metodo di consolidamento da integrale a proporzionale in quanto rientrante nella fattispecie di joint operation, i cui effetti negativi sono stati solo parzialmente compensati dalla maggiore produzione idroelettrica (+669 milioni di kWh) connessa alle migliori condizioni di idraulicità del periodo.

La produzione termoelettrica in Italia rileva una riduzione di 503 milioni di kWh (-1,1%), da addebitare alla riduzione della domanda di energia elettrica e al sempre crescente peso delle fonti rinnovabili nel mix energetico nazionale; a tale fenomeno si aggiunge la minore produzione realizzata in Belgio nell'impianto di Marcinelle Energie (-553 milioni di kWh), gestito attraverso un tolling agreement, che ha risentito del trend non favorevole del mercato nordeuropeo. Analogo andamento della produzione netta si rileva nel terzo trimestre 2014.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2014	2013	Variazioni		2014	2013	Variazioni		2014	2013	Variazioni	
123	107	0,8%	16	15,0%	389	288	0,9%	101	35,1%		
				Olio combustibile pesante (S>0,25%)							
2	52	0,4%	(50)	-96,2%	14	160	0,5%	(146)	-91,2%		
				Olio combustibile leggero (S<0,25%)							
125	159	1,2%	(34)	-21,4%	403	448	1,4%	(45)	-10,0%		
				Totale olio combustibile							
2.263	2.513	19,9%	(250)	-9,9%	5.525	7.193	21,1%	(1.668)	-23,2%		
				Gas naturale							
9.378	9.783	77,4%	(405)	-4,1%	27.110	25.911	76,1%	1.199	4,6%		
				Carbone							
89	184	1,5%	(95)	-51,6%	388	478	1,4%	(90)	-18,8%		
				Altri combustibili							
11.855	12.639	100,0%	(784)	-6,2%	TOTALE	33.426	34.030	100,0%	(604)	-1,8%	

La produzione termoelettrica lorda primi nove mesi del 2014 si attesta a 33.426 milioni di kWh (11.855 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014), registrando un decremento di 604 milioni di kWh (-1,8%) rispetto ai primi nove mesi del 2013 (-6,2% nel terzo trimestre 2014). La riduzione che ha riguardato tutte le principali tipologie di combustibili a eccezione del carbone, 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.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni			2014	2013 restated	Variazioni	
4.833	5.427	(594)	-10,9%	Ricavi	15.111	17.527	(2.416)	-13,8%
290	272	18	6,6%	Margine operativo lordo	1.025	900	125	13,9%
118	144	(26)	-18,1%	Risultato operativo	626	538	88	16,4%
				Investimenti	130	155	(25)	-16,1%

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2014 ammontano a 4.833 milioni di euro, con un decremento di 594 milioni di euro (-10,9%), rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale decremento è prevalentemente riconducibile ai seguenti fattori:

- > minori ricavi da vendita di energia elettrica per 1.014 milioni di euro, a fronte di minori vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 968 milioni di euro e di una riduzione di ricavi per vendita di energia elettrica alle altre Divisioni del Gruppo per 304 milioni di euro, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi per vendite di energia elettrica ad altri rivenditori nazionali per 194 milioni di euro;
- > minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 150 milioni di euro, correlati essenzialmente alle minori quantità intermedie;
- > maggiori ricavi per trading di combustibili pari a 582 milioni di euro, prevalentemente riferibili a operazioni su gas naturale.

Il **marginale operativo lordo** del terzo trimestre 2014 si attesta a 290 milioni di euro, registrando un incremento di 18 milioni di euro (+6,6%) rispetto ai 272 milioni di euro del terzo trimestre 2013. Tale incremento è sostanzialmente riconducibile:

- > all'incremento del margine da vendita e trading di gas naturale e altre commodity per 65 milioni di euro;
- > al minor margine di generazione per 34 milioni di euro prevalentemente riferibile al calo dei prezzi di vendita dell'energia elettrica;
- > all'effetto netto negativo della valutazione a fine periodo degli strumenti di copertura del rischio commodity in essere, nonché ai maggiori costi operativi.

Il **risultato operativo** si attesta a 118 milioni di euro (144 milioni di euro nel terzo trimestre 2013) tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 44 milioni di euro che risentono della svalutazione delle immobilizzazioni in corso (per 46 milioni di euro) conseguente all'abbandono del progetto di conversione della centrale di Porto Tolle da olio a carbone.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2014 ammontano a 15.111 milioni di euro, con un decremento di 2.416 milioni di euro (-13,8%) rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale decremento è prevalentemente riconducibile ai seguenti fattori:

- > minori ricavi da vendita di energia elettrica per 3.250 milioni di euro. In particolare il decremento dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (3.158 milioni di euro), connesso alla riduzione dei volumi prodotti e ai minori prezzi medi di vendita, nonché i minori ricavi (745 milioni di euro) da vendita di energia elettrica alle altre società del Gruppo e in particolare alle società italiane operanti sui mercati finali, sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi per vendite di energia elettrica ad altri rivenditori nazionali (675 milioni di euro);
- > minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 635 milioni di euro, correlati essenzialmente alle minori quantità intermedie (-4,6 TWh);
- > maggiori ricavi per trading di combustibili pari a 1.332 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili al maggior volume intermediato di gas naturale (1.372 milioni di euro);
- > proventi per 50 milioni di euro relativi alla rimisurazione al fair value delle attività e passività di SE Hydropower, nella misura corrispondente alla quota di partecipazione detenuta dal Gruppo nella società, conseguente la perdita del controllo avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance a partire dal 1° gennaio 2014; tali proventi sono stati solo parzialmente compensati dalla minore contribuzione della società ai ricavi della Divisione, per 37 milioni di euro, conseguente al già citato cambiamento del metodo di consolidamento;
- > maggiori ricavi per vendita di certificati verdi per 153 milioni di euro, solo parzialmente compensati dai minori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO₂ per 115 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2014 si attesta a 1.025 milioni di euro, registrando un incremento di 125 milioni di euro (+13,9%) rispetto ai 900 milioni di euro dei primi nove mesi del 2013. Tale variazione è sostanzialmente riconducibile:

- > all'incremento del margine da vendita e trading di gas naturale e altre commodity per 127 milioni di euro;
- > al citato provento, per 50 milioni di euro, di rimisurazione al fair value delle attività di SE Hydropower, parzialmente compensato dal minor margine conseguente alla variazione di perimetro di consolidamento della società (13 milioni di euro);
- > al decremento del margine di generazione per 30 milioni di euro riferibile essenzialmente al calo dei prezzi di vendita dell'energia elettrica e all'impatto netto negativo degli strumenti di copertura, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dal miglior mix di generazione dovuto alle migliori condizioni di idraulicità e dai minori costi per certificati ambientali;
- > ai maggiori costi operativi, solo parzialmente compensati dall'effetto netto positivo della componente valutativa degli strumenti di copertura del rischio commodity in essere a fine periodo.

Il **risultato operativo** si attesta a 626 milioni di euro e registra un incremento di 88 milioni di euro (+16,4%) rispetto ai 538 milioni di euro rilevati nello stesso periodo del 2013, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 37 milioni di euro; tale ultimo importo risente negativamente della sopracitata svalutazione delle immobilizzazioni in corso (per 46 milioni di euro) conseguente all'abbandono del progetto di conversione della centrale di Porto Tolle da olio a carbone.

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2014 ammontano a 130 milioni di euro, di cui 121 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti dei primi nove mesi del 2014 hanno riguardato la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici, tra cui la realizzazione del nuovo impianto di Porto Empedocle, diverse attività presso l'impianto di Brindisi, il completamento della riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord e altri interventi agli impianti di Soverzene e Gerosa.

Infrastrutture e Reti

Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi		
2014	2013	Variazioni			2014	2013	Variazioni
57.801	58.818	(1.017)	-1,7%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) ⁽¹⁾	167.209	171.956	(4.747) -2,8%

(1) I dati dei primi nove mesi del 2013 e del terzo trimestre 2013 tengono conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nei primi nove mesi del 2014 registra un decremento di 4.747 milioni di kWh (-2,8%) passando da 171.956 milioni di kWh dei primi nove mesi del 2013 a 167.209 dei primi nove mesi del 2014. Tale decremento riflette essenzialmente la riduzione della domanda di energia elettrica in Italia.

Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2014 con un'energia trasportata pari a 57.801 milioni di kWh con un decremento di 1.017 milioni di kWh (-1,7%) rispetto all'analogo periodo del 2013.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi		
2014	2013 restated	Variazioni			2014	2013 restated	Variazioni
1.806	1.813	(7)	-0,4%	Ricavi	5.526	5.597	(71) -1,3%
962	931	31	3,3%	Margine operativo lordo	3.080	2.897	183 6,3%
709	694	15	2,2%	Risultato operativo	2.335	2.173	162 7,5%
				Investimenti	696	723	(27) -3,7%

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre del 2014 ammontano a 1.806 milioni di euro, registrando un decremento di 7 milioni di euro (-0,4%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente a:

- > minori ricavi per 38 milioni di euro connessi alla rilevazione di conguagli e revisioni di stime;
- > minori contributi di allacciamento per 16 milioni di euro;
- > un incremento dei ricavi tariffari per 7 milioni, riferibile sostanzialmente all'incremento delle tariffe di distribuzione a seguito della delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AAEGSI) n. 154/2014;
- > maggiori ricavi per 46 milioni di euro dei contributi da Cassa Conguaglio per la vendita dei titoli di efficienza energetica (TEE).

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 962 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 31 milioni di euro (+3,3%) sostanzialmente riconducibile a:

- > un maggior margine realizzato sui TEE per 76 milioni di euro dovuto al meccanismo di reintegro dei costi di acquisto dei titoli stessi a seguito delle novità introdotte in materia dalla delibera n. 13/2014 dell'AAEGSI;
- > al decremento del margine energia per 26 milioni di euro per effetto delle minori quantità trasportate, solo parzialmente compensate dall'incremento delle tariffe di distribuzione;

- > al minor margine sulle connessioni a nuovi clienti per 15 milioni di euro.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 253 milioni di euro (237 milioni di euro nel terzo trimestre 2013) si attesta a 709 milioni di euro, in incremento di 15 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2013 (+2,2%).

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2014 ammontano a 5.526 milioni di euro, con un decremento di 71 milioni di euro (-1,3%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente a:

- > minori ricavi per 94 milioni di euro connessi alla rilevazione di conguagli e revisioni di stime effettuate nei precedenti esercizi;
- > minori contributi di allacciamento per 78 milioni di euro;
- > la riduzione dei ricavi tariffari per 8 milioni, riferibile sostanzialmente alla diminuzione delle quantità trasportate rispetto allo stesso periodo del 2013 i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento delle tariffe di distribuzione a seguito della delibera dell'AAEGSI n.154/2014;
- > maggiori ricavi per 89 milioni di euro per contributi da Cassa Conguaglio per la vendita dei titoli di efficienza energetica (TEE);
- > maggiori ricavi per servizi di illuminazione pubblica per 16 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 3.080 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 183 milioni di euro (+6,3%) sostanzialmente riconducibile a:

- > un miglioramento del margine realizzato sui TEE per 260 milioni di euro dovuto al meccanismo di reintegro dei costi di acquisto dei titoli stessi citato al commento dei risultati del terzo trimestre 2014;
- > all'adeguamento positivo del fondo rischi e oneri per 63 milioni di euro, effettuato a seguito dell'accordo transattivo formalizzato tra Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche che ha previsto il pagamento da parte di Enel Distribuzione a A2A Reti Elettriche di 89 milioni di euro con la rinuncia da parte di quest'ultima a qualsiasi ulteriore pretesa;
- > al minor margine sulle connessioni di nuovi clienti per 78 milioni di euro;
- > al decremento del margine energia per 43 milioni di euro connesso alle minori quantità trasportate, solo parzialmente compensate dall'incremento delle tariffe di distribuzione.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 745 milioni di euro (724 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013), si attesta a 2.335 milioni di euro, registrando un incremento di 162 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013 (+7,5%).

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2014 ammontano a 696 milioni di euro, con un decremento di 27 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento è riferito principalmente a minori investimenti per connessioni a clienti finali e produttori, solo parzialmente compensato dai maggiori investimenti in qualità del servizio.

Iberia e America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni			2014	2013 restated	Variazioni		
18.510	18.837	(327)	-1,7%	Termoelettrica	45.952	46.594	(642)	-1,4%	
5.998	7.162	(1.164)	-16,3%	Nucleare	18.576	19.905	(1.329)	-6,7%	
11.877	10.077	1.800	17,9%	Idroelettrica	32.175	30.072	2.103	7,0%	
39	39	-	-	Eolica	109	109	-	-	
36.424	36.115	309	0,9%	Totale produzione netta	96.812	96.680	132	0,1%	
19.727	20.048	(321)	-1,6%	- di cui Penisola iberica	51.705	51.904	(199)	-0,4%	
3.827	4.132	(305)	-7,4%	- di cui Argentina	10.982	10.957	25	0,2%	
1.352	1.415	(63)	-4,5%	- di cui Brasile	3.825	3.631	194	5,3%	
4.829	5.216	(387)	-7,4%	- di cui Cile	12.995	14.325	(1.330)	-9,3%	
4.354	3.207	1.147	35,8%	- di cui Colombia	10.467	9.573	894	9,3%	
2.335	2.097	238	11,3%	- di cui Perù	6.838	6.290	548	8,7%	

La produzione netta è pari a 96.812 milioni di kWh nei primi nove mesi del 2014, con un incremento di 132 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2013.

Nei primi nove mesi del 2014, la produzione netta nella Penisola iberica si decrementa di 199 milioni di kWh (-0,4%) per effetto della maggiore produzione termoelettrica, che è stata più che compensata dal forte calo della produzione idroelettrica (-10,4%) e nucleare (-6,7%).

In America Latina, la produzione netta di energia elettrica registra un incremento di 331 milioni di kWh, prevalentemente per effetto della maggiore produzione idroelettrica registrata in Colombia, Brasile e Cile, parzialmente compensata dal decremento della produzione termoelettrica in Cile, connessa principalmente al fermo dell'impianto di Bocamina II e per interventi di manutenzione sull'impianto di San Isidro.

Nel terzo trimestre 2014 la produzione netta è pari a 36.424 milioni di kWh, con un incremento di 309 milioni di kWh (+0,9%) rispetto all'analogo periodo del 2013. In particolare, si segnala un calo della produzione netta nella Penisola iberica per 321 milioni di kWh (-1,6%), connessa essenzialmente alla minore produzione nucleare solo parzialmente compensata da un incremento della produzione termoelettrica. Tale effetto è stato più che compensato dalla maggiore produzione registrata in America Latina da fonti idroelettriche in Colombia e Perù.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi						
2014	2013 restated	Variazioni			2014	2013 restated	Variazioni					
1.950	7,6%	2.394	8,8%	(444)	18,5%	5.392	8,0%	5.995	8,6%	(603)	-10,1%	
5.803	22,5%	5.150	19,0%	653	12,7%	17.831	26,4%	16.892	24,3%	939	5,6%	
9.919	38,5%	9.686	35,7%	233	2,4%	20.374	30,2%	20.495	29,5%	(121)	-0,6%	
6.262	24,3%	7.478	27,5%	(1.216)	16,3%	19.335	28,6%	20.737	29,9%	(1.402)	-6,8%	
1.821	7,1%	2.447	9,0%	(626)	25,6%	4.586	6,8%	5.327	7,7%	(741)	-13,9%	
25.755	100,0%	27.155	100,0%	(1.400)	5,2%	Totale	67.518	100,0%	69.446	100,0%	(1.928)	-2,8%

La produzione termica lorda nei primi nove mesi del 2014 è pari a 67.518 milioni di kWh (25.755 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014) e registra un decremento di 1.928 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-1.400 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014) sostanzialmente per effetto del minor utilizzo del combustibile nucleare e degli altri combustibili, solo in parte compensato dall'incremento della produzione da gas naturale.

Vendita di energia elettrica

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni			2014	2013 restated	Variazioni		
25.274	26.303	(1.029)	-3,9%	Mercato libero	75.304	76.711	(1.407)	-1,8%	
14.306	14.153	153	1,1%	Mercato regolato	42.645	41.198	1.447	3,5%	
39.580	40.456	(876)	-2,2%	Totale	117.949	117.909	40	-	
23.835	24.957	(1.122)	-4,5%	- di cui Penisola iberica	70.921	72.453	(1.532)	-2,1%	
3.860	3.988	(128)	-3,2%	- di cui Argentina	11.251	11.104	147	1,3%	
4.789	4.558	231	5,1%	- di cui Brasile	14.693	13.824	869	6,3%	
3.377	3.336	41	1,2%	- di cui Cile	9.973	9.744	229	2,4%	
2.086	2.029	57	2,8%	- di cui Colombia	6.115	5.961	154	2,6%	
1.633	1.588	45	2,8%	- di cui Perù	4.996	4.823	173	3,6%	

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nei primi nove mesi del 2014 sono pari a 117.949 milioni di kWh (39.580 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014), registrando un incremento di 40 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2013 (-876 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014). La riduzione delle quantità vendute nella Penisola iberica (-1.532 milioni di kWh) a seguito del perdurare della crisi economica, è stata più che compensata dall'incremento delle vendite in America Latina (1.572 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			
2014	2013 restated	Variazioni			2014	2013 restated	Variazioni		
7.586	7.582	4	0,1%	Ricavi	21.959	23.097	(1.138)	-4,9%	
1.554	1.685	(131)	-7,8%	Margine operativo lordo	4.536	5.251	(715)	-13,6%	
817	913	(96)	-10,5%	Risultato operativo	2.442	3.061	(619)	-20,2%	
				Investimenti	1.424	1.294	130	10,0%	

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		
	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione
Europa	5.193	5.491	(298)	782	869	(87)	283	409	(126)
America Latina	2.393	2.091	302	772	816	(44)	534	504	30
Totale	7.586	7.582	4	1.554	1.685	(131)	817	913	(96)

I **ricavi** del terzo trimestre del 2014 sono in incremento di 4 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi in America Latina per 302 milioni di euro, che risentono di:
 - una modifica entrata in vigore a luglio 2013 (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;
 - maggiori ricavi da vendita di energia elettrica in Perù e Colombia;
- > minori ricavi in Europa per 298 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alle minori quantità vendute per effetto della riduzione della domanda di energia elettrica.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.554 milioni di euro, in decremento di 131 milioni di euro (-7,8%) rispetto all'analogo periodo del 2013, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 87 milioni di euro, da riferire essenzialmente ai minori margini di generazione e distribuzione connessi principalmente a modifiche regolatorie;
- > una riduzione del margine operativo lordo in America Latina per 44 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro nei confronti delle monete locali e al differenziale rilevato nei contributi ricevuti per il meccanismo del *Monitoreo de Costes*.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre del 2014, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 737 milioni di euro (772 milioni di euro nel terzo trimestre del 2013), è pari a 817 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2013, un decremento di 96 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		
	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione
Europa	15.074	15.933	(859)	2.510	2.697	(187)	1.104	1.326	(222)
America Latina	6.885	7.164	(279)	2.026	2.554	(528)	1.338	1.735	(397)
Totale	21.959	23.097	(1.138)	4.536	5.251	(715)	2.442	3.061	(619)

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2014 sono in decremento di 1.138 milioni di euro, per effetto di:

- > minori ricavi in Europa per 859 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:
 - al calo della domanda di energia elettrica che ha inciso negativamente sui volumi generati e venduti sul mercato finale, in un contesto di minori prezzi medi di vendita all'ingrosso e sui mercati finali;
 - ai minori contributi ricevuti a fronte della generazione nell'area extrapeninsulare che hanno anche risentito del mancato riconoscimento, alla luce di alcune interpretazioni retrospettive del Regio Decreto Legge n. 9/2013, di alcuni costi sostenuti nel 2012 e nel 2013;
 - a un decremento netto dei ricavi tariffari da distribuzione di energia elettrica a seguito dall'introduzione del sopraccitato Regio Decreto Legge n. 9/2013;
- > minori ricavi in America Latina per 279 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:
 - ai minori ricavi, in Argentina, per contributi governativi relativamente al *Mecanismo Monitoreo de Costes* per 238 milioni di euro;

- alla sopracitata modifica nel quadro regolamentare argentino relativamente ai costi di approvvigionamento di combustibile per gli impianti di generazione che, essendo effettuato dal regolatore CAMMESA, sono contabilizzati direttamente a riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica a fronte dei maggiori volumi generati e dell'incremento dei prezzi unitari, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'andamento sfavorevole dei tassi di cambio tra le monete locali e l'euro.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 4.536 milioni di euro, in decremento di 715 milioni di euro (-13,6%) rispetto all'analogo periodo del 2013, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 187 milioni di euro, da riferire essenzialmente:
 - al decremento del margine rilevato sulle attività regolate (396 milioni di euro) dovuto prevalentemente alla riduzione del margine di generazione nell'area extra-peninsulare (285 milioni di euro) che risente negativamente delle modifiche regolatorie e del margine di distribuzione elettrica (83 milioni di euro);
 - all'incremento del margine realizzato sulle attività liberalizzate per 100 milioni di euro connesso sostanzialmente ai minori costi di approvvigionamento di energia elettrica a seguito della riduzione dei prezzi medi di acquisto (136 milioni di euro) e all'incremento del margine di distribuzione del gas (104 milioni di euro), solo in parte compensati dall'effetto negativo della riduzione dei prezzi medi di vendita, dall'adeguamento positivo nel primo trimestre 2013 del fondo relativo alla vertenza con E.ON sul contratto di acquisto della centrale Los Barrios (29 milioni di euro), nonché dall'incremento per l'accantonamento del "bono social" (79 milioni di euro) a seguito dell'Ordine Ministeriale n. 350/2014;
 - alla riduzione dei costi operativi per 109 milioni di euro;
- > un decremento del margine operativo lordo in America Latina per 528 milioni di euro riferibile essenzialmente:
 - all'effetto cambio che ha penalizzato i risultati ottenuti in particolar modo in Colombia, Brasile e Argentina, sostanzialmente compensato dal miglioramento dei margini derivante dai maggiori volumi prodotti in un regime di prezzi crescenti;
 - ai maggiori costi operativi sostenuti in Argentina per far fronte ai disservizi causati dall'emergenza di calore registratasi nei primi mesi del 2014, nonché al differenziale rilevato nei contributi ricevuti da Edesur per il *Mecanismo de Monitoreo de Costes*.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2014 è pari a 2.442 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2013, un decremento di 619 milioni di euro in linea con il margine operativo lordo. Gli ammortamenti e perdite di valore sono pari a 2.094 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014, con un decremento di 96 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2013.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 1.424 milioni di euro con un incremento di 130 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti dei primi nove mesi del 2014 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione (592 milioni di euro, di cui 307 milioni di euro in Europa e 285 milioni di euro in America Latina) e a investimenti su impianti di generazione (557 milioni di euro), questi ultimi focalizzati principalmente alla realizzazione della centrale idroelettrica El Quimbo in Colombia.

Internazionale

Dati operativi

Produzione netta di energia

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2014	2013	Variazioni			2014	2013	Variazioni		
11.230	11.240	(10)	-0,1%	Termoelettrica	32.437	32.656	(219)	-0,7%	
3.722	3.757	(35)	-0,9%	Nucleare	10.772	10.914	(142)	-1,3%	
1.292	940	352	37,4%	Idroelettrica	3.189	3.857	(668)	-17,3%	
4	14	(10)	-71,4%	Altre fonti	32	42	(10)	-23,8%	
16.248	15.951	297	1,9%	Totale produzione netta	46.430	47.469	(1.039)	-2,2%	
10.830	10.786	44	0,4%	- di cui Russia	31.172	31.261	(89)	-0,3%	
5.418	5.165	253	4,9%	- di cui Slovacchia	15.258	16.208	(950)	-5,9%	

La produzione netta effettuata nei primi nove mesi del 2014 è pari a 46.430 milioni di kWh (16.248 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014), con un decremento di 1.039 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2013 (+297 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014). La variazione nei primi nove mesi dell'anno è riferibile essenzialmente al decremento della produzione registrata in Slovacchia, connessa alle più sfavorevoli condizioni di idraulicità del periodo, e della produzione termoelettrica in Russia, condizionata da alcuni fermi tecnici dell'impianto di Reftinskaya. I risultati del terzo trimestre evidenziano invece un segno di ripresa in entrambi i Paesi, sostanzialmente per effetto della produzione da fonti idroelettriche in Slovacchia.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi						
2014	2013	Variazioni			2014	2013	Variazioni					
79	0,5%	61	0,4%	18	29,5%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	147	0,3%	96	0,2%	51	53,1%
6.775	42,7%	6.131	38,6%	644	10,5%	Gas naturale	18.304	39,9%	17.373	37,6%	931	5,4%
4.996	31,5%	5.660	35,6%	(664)	11,7%	Carbone	15.818	34,5%	17.029	36,8%	(1.211)	-7,1%
4.002	25,3%	4.038	25,4%	(36)	-0,9%	Combustibile nucleare	11.581	25,3%	11.733	25,4%	(152)	-1,3%
15.852	100,0%	15.890	100,0%	(38)	-0,2%	Totale	45.850	100,0%	46.231	100,0%	(381)	0,8%

La produzione termica lorda dei primi nove mesi del 2014 registra un decremento di 381 milioni di kWh (-38 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014), attestandosi a 45.850 milioni di kWh (15.852 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014). Tale decremento è sostanzialmente relativo alla minore produzione di energia elettrica da carbone in Russia, solo in parte compensata dalla variazione positiva della generazione da gas naturale nel periodo di riferimento.

Vendita di energia elettrica

3° trimestre		Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni			2014	2013 restated	Variazioni	
2.565	3.382	(817)	-24,2%	Mercato libero	7.648	10.036	(2.388)	-23,8%
1.372	1.710	(338)	-19,8%	Mercato regolato	4.481	5.490	(1.009)	-18,4%
3.937	5.092	(1.155)	-22,7%	Totale	12.129	15.526	(3.397)	-21,9%
1.957	2.136	(179)	-8,4%	- di cui Romania	6.094	6.562	(468)	-7,1%
816	1.915	(1.099)	-57,4%	- di cui Francia	2.581	5.938	(3.357)	-56,5%
1.164	1.041	123	11,8%	- di cui Slovacchia	3.454	3.026	428	14,1%

Le vendite di energia elettrica effettuate dalla Divisione Internazionale nei primi nove mesi del 2014 si attestano a 12.129 milioni di kWh (3.937 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014), con un decremento pari a 3.397 milioni di kWh riferibile:

- > alla riduzione delle vendite effettuate da Enel France per 3.357 milioni di kWh (-1.099 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014), sostanzialmente connessa alla riduzione dei volumi di capacità disponibile;
- > alle minori vendite in Romania per 468 milioni di kWh (-179 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014), a seguito della progressiva liberalizzazione dei clienti business completata a fine 2013;
- > all'aumento delle vendite in Slovacchia per 428 milioni di kWh (123 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014).

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni			2014	2013 restated	Variazioni	
1.296	1.513	(217)	-14,3%	Ricavi	3.918	4.615	(697)	-15,1%
273	314	(41)	-13,1%	Margine operativo lordo	778	823	(45)	-5,5%
166	187	(21)	-11,2%	Risultato operativo	479	395	84	21,3%
				Investimenti	598	593	5	0,8%

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		
	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione
Europa centrale	665	828	(163)	103	132	(29)	64	78	(14)
Europa sud-orientale	237	266	(29)	77	91	(14)	50	57	(7)
Russia	394	419	(25)	93	91	2	52	52	-
Totale	1.296	1.513	(217)	273	314	(41)	166	187	(21)

I **ricavi** del terzo trimestre 2014 sono in decremento di 217 milioni di euro (-14,3%) passando da 1.513 milioni di euro a 1.296 milioni di euro. Tale andamento è connesso principalmente:

- > ai minori ricavi in Europa centrale per 163 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alla diminuzione dei ricavi in Slovacchia (83 milioni di euro) e alla riduzione dei volumi di capacità disponibili in Francia (82 milioni di euro);
- > al calo dei ricavi in Europa sud-orientale per 29 milioni di euro, interamente riferibile alla Romania;
- > al decremento dei ricavi in Russia per 25 milioni di euro a causa al deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro, effetto solo in parte compensato dai maggiori ricavi di vendita.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 273 milioni di euro registrando un decremento di 41 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2013. Tale andamento è relativo essenzialmente:

- > al miglioramento del margine operativo lordo in Russia per 2 milioni di euro, per effetto del maggior margine realizzato sia sulle attività di vendita che di generazione;
- > a un decremento del margine operativo lordo in Europa sud-orientale per 14 milioni di euro, dovuto essenzialmente a una riduzione del margine delle società rumene per effetto dell'introduzione, a partire dal periodo in corso, di un'imposta sulle costruzioni speciali;
- > al minor margine registrato in Slovacchia (-31 milioni di euro) sostanzialmente riferibile ai minori prezzi medi di vendita.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2014 è pari a 166 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2013, un decremento di 21 milioni di euro (-11,2%) tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 20 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		
	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione
Europa centrale	2.010	2.550	(540)	276	276	-	162	94	68
Europa sud-orientale	746	835	(89)	223	252	(29)	154	160	(6)
Russia	1.162	1.230	(68)	279	295	(16)	163	141	22
Totale	3.918	4.615	(697)	778	823	(45)	479	395	84

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2014 risultano pari a 3.918 milioni di euro, con un decremento di 697 milioni di euro (-15,1%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > alla diminuzione dei ricavi in Europa centrale per 540 milioni di euro, da riferire essenzialmente ai minori ricavi in Slovacchia (285 milioni di euro), a seguito della riduzione dei prezzi medi di vendita, e in Francia (256 milioni di euro) per effetto delle minori quantità vendute;
- > ai minori ricavi in Europa sud-orientale per 89 milioni di euro, essenzialmente riferibile al calo dei prezzi medi di vendita in Romania;
- > al decremento dei ricavi in Russia per 68 milioni di euro che risente del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro, solo in parte compensato dai maggiori ricavi per l'aumento dei prezzi medi di vendita.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 778 milioni di euro, registrando un decremento di 45 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2013. Tale variazione è relativa:

- > al decremento del margine operativo lordo in Europa Centrale, e in particolare in Slovacchia (-116 milioni di euro) e in Francia e Belgio (-7 milioni di euro). Tale riduzione è stata tuttavia compensata dalla rilevazione effettuata nel corso dei primi nove mesi del 2013 di accantonamenti per rischi e oneri su contenziosi connessi ad alcuni investimenti in partecipazioni estere;
- > al decremento del margine operativo lordo in Russia per 16 milioni di euro, essenzialmente riferibile all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro, solo in parte compensato dal miglioramento del margine energia a seguito dei maggiori prezzi di vendita;
- > alla diminuzione del margine operativo lordo in Europa sud-orientale per 29 milioni di euro, riferibile ai minori risultati conseguiti dalle società rumene nell'attività di distribuzione di energia elettrica.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2014 è pari a 479 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2013, un incremento di 84 milioni di euro (21,3%), tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 299 milioni di euro. La riduzione degli ammortamenti e perdite di valore, pari a 129 milioni di euro, beneficia, oltre che dell'andamento dei tassi di cambio, dell'allungamento della vita utile delle centrali nucleari slovacche, effettuato a fine 2013.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 598 milioni di euro, con un incremento di 5 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, per effetto sostanzialmente dei maggiori investimenti sugli impianti termoelettrici e nucleari parzialmente compensati dai minori investimenti in reti di distribuzione

Energie Rinnovabili

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni		2014	2013 restated	Variazioni		2014	2013 restated	Variazioni	
2.682	2.471	211	8,5%	Idroelettrica	8.690	8.466	224	2,6%			
1.484	1.405	79	5,6%	Geotermoelettrica	4.427	4.141	286	6,9%			
2.726	2.412	314	13,0%	Eolica	10.036	8.468	1.568	18,5%			
163	202	(39)	-19,3%	Altre fonti	373	575	(202)	-35,1%			
7.055	6.490	565	8,7%	Totale	23.526	21.650	1.876	8,7%			
3.344	3.033	311	10,3%	- di cui Italia	10.806	10.139	667	6,6%			
758	906	(148)	-16,3%	- di cui Penisola iberica	3.250	3.390	(140)	-4,1%			
56	62	(6)	-9,7%	- di cui Francia	266	232	34	14,7%			
109	135	(26)	-19,3%	- di cui Grecia	369	441	(72)	-16,3%			
284	256	28	10,9%	- di cui Romania e Bulgaria	935	791	144	18,2%			
1.328	1.165	163	14,0%	- di cui Stati Uniti e Canada	4.852	3.822	1.030	26,9%			
788	607	181	29,8%	- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	1.992	1.997	(5)	-0,3%			
385	326	59	18,1%	- di cui Brasile e Cile	1.053	838	215	25,7%			
3	-	3	-	- altri Paesi	3	-	3	-			

La produzione netta della Divisione è pari nei primi nove mesi del 2014 a 23.526 milioni di kWh (7.055 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014), registrando un incremento di 1.876 milioni di kWh (+565 milioni di kWh nel terzo trimestre 2014). Tale incremento è attribuibile per 1.209 milioni di kWh alla maggiore generazione all'estero, principalmente per effetto della maggiore produzione da fonte eolica in Nord America (+1.215 milioni di kWh, connesso al consolidamento di Buffalo Dunes Wind Project), in Cile (+200 milioni di kWh, a seguito della maggiore capacità installata) in Romania (+127 milioni di kWh) e in Messico (+63 milioni di kWh). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore produzione da fonte idroelettrica a Panama (-174 milioni di kWh). La produzione elettrica in Italia nei primi nove mesi del 2014 registra un incremento di 667 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2013, risentendo della maggiore produzione da fonte idroelettrica (+510 milioni di kWh a fronte di condizioni di idraulicità più favorevoli) e da fonte geotermoelettrica (+175 milioni di kWh). Analogo andamento, sia pure in maniera meno marcata, si rileva nel terzo trimestre 2014.

Risultati economici

3° trimestre				Milioni di euro				Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni		2014	2013 restated	Variazioni		2014	2013 restated	Variazioni	
651	578	73	12,6%	Ricavi	2.016	2.049	(33)	-1,6%			
423	338	85	25,1%	Margine operativo lordo	1.312	1.305	7	0,5%			
267	182	85	46,7%	Risultato operativo	885	881	4	0,5%			
				Investimenti	1.060	823 ⁽¹⁾	237	28,8%			

(1) 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		
	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione
Europa	445	412	33	334	262	72	228	154	74
America Latina	126	87	39	42	36	6	25	25	-
Nord America	80	79	1	47	40	7	14	3	11
Totale	651	578	73	423	338	85	267	182	85

I **ricavi** sono in incremento di 73 milioni di euro passando da 578 milioni di euro a 651 milioni di euro.

Tale variazione è connessa:

- > ai maggiori ricavi in America Latina per 39 milioni di euro, a seguito delle maggiori quantità prodotte in Brasile e a Panama;
- > a un incremento dei ricavi in Europa di 33 milioni di euro, principalmente per effetto dell'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'off-take per l'acquisto dell'intera produzione della fabbrica di 3SUN;
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 1 milione di euro, in linea con l'esercizio precedente.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 423 milioni di euro, in incremento di 85 milioni di euro (+25,1%) rispetto al terzo trimestre del 2013, principalmente per effetto di:

- > un aumento del margine in Europa per 72 milioni di euro a seguito dell'iscrizione dell'indennizzo già citato nel commento ai ricavi e della riduzione dei costi per acquisto combustibile in Spagna;
- > un incremento pari a 7 milioni di euro del margine in Nord America in linea con l'andamento dei ricavi;
- > un maggior margine in America Latina per 6 milioni di euro sostanzialmente correlato all'aumento dei ricavi solo parzialmente compensato dall'aumento dei costi operativi in Brasile.

Il **risultato operativo**, pari a 267 milioni di euro, registra un incremento di 85 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		
	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione
Europa	1.347	1.479	(132)	993	985	8	689	686	3
America Latina	389	295	94	127	136	(9)	86	90	(4)
Nord America	280	275	5	192	184	8	110	105	5
Totale	2.016	2.049	(33)	1.312	1.305	7	885	881	4

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2014 si attestano a 2.016 milioni di euro, in decremento di 33 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-1,6%). Tale andamento è connesso:

- > a un decremento dei ricavi in Europa per 132 milioni di euro, sostanzialmente a seguito di:

- minori ricavi da vendita di pannelli fotovoltaici in Italia per 63 milioni di euro connessi alla variazione di perimetro a seguito della cessione di Enel.si all'area di business Mercato Italia avvenuta nel secondo semestre 2013; tale effetto è stato parzialmente compensato dall'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'off-take per l'acquisto dell'intera produzione della fabbrica di 3SUN;
 - minori ricavi per vendita di energia elettrica nella Penisola iberica, a seguito della modifica regolatoria introdotta in Spagna con il Regio Decreto n. 9/2013;
- > a maggiori ricavi in America Latina per 94 milioni di euro, sostanzialmente connessi alle maggiori quantità prodotte in Brasile, Cile e Panama;
 - > a maggiori ricavi in Nord America per 5 milioni di euro; se si esclude da tale variazione l'effetto economico (plusvalenze e rimisurazione al fair value) derivante da cessioni e acquisizioni di pacchetti azionari nei due periodi a confronto, l'incremento dei ricavi sarebbe stato pari a 42 milioni di euro, principalmente connesso alle maggiori quantità prodotte, a seguito della maggiore capacità installata, e ai maggiori ricavi per tax partnership.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.312 milioni di euro, in incremento di 7 milioni di euro (+0,5%) rispetto ai primi nove mesi del 2013. Tale incremento è riferibile:

- > al maggior margine in Europa per 8 milioni di euro da riferirsi principalmente all'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp, parzialmente compensati dai minori ricavi in Spagna a seguito delle sfavorevoli modifiche regolatorie;
- > all'incremento per 8 milioni di euro del margine del Nord America; se si escludono da tale variazione le partite già citate nel commento ai ricavi, il margine operativo lordo è in aumento di 45 milioni di euro, in linea con l'andamento dei ricavi stessi;
- > al minor margine in America Latina per 9 milioni di euro, principalmente connesso ai maggiori costi operativi in Brasile solo parzialmente compensati dalla migliore marginalità a Panama e in Cile.

Il **risultato operativo** pari a 885 milioni di euro registra un incremento di 4 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 3 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** del periodo ammontano a 1.060 milioni di euro, con un incremento di 237 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente a impianti eolici in America Latina (390 milioni di euro), in Nord America (196 milioni di euro), in Europa (60 milioni di euro), a impianti geotermici in Italia (119 milioni di euro), a impianti fotovoltaici in Cile (144 milioni di euro) e a impianti idroelettrici in Italia (35 milioni di euro) e in America Latina (63 milioni di euro).

Altro, elisioni e rettifiche

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni			2014	2013 restated	Variazioni	
450	462	(12)	-2,6%	Ricavi (al netto delle elisioni)	1.456	1.371	85	6,2%
8	82	(74)	-90,2%	Margine operativo lordo	119	112	7	6,2%
(14)	57	(71)	-	Risultato operativo	50	32	18	56,2%
				Investimenti	35	41 ⁽¹⁾	(6)	-14,6%

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi**, al netto delle elisioni, del terzo trimestre 2014 risultano pari a 450 milioni di euro, con un decremento di 12 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione (-2,6%) è riferibile essenzialmente alla riduzione dei ricavi per servizi di Information e Communication Technology e per attività di supporto e staff operate dalla Holding.

Il **margine operativo lordo** del terzo trimestre 2014, è pari a 8 milioni di euro, con un decremento di 74 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile alla rilevazione nel terzo trimestre 2013 di 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 stato 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** negativo per 14 milioni di euro, registra un decremento di 71 milioni di euro rispetto a quello del terzo trimestre del 2013, mostrando un andamento in linea con quello del margine operativo lordo.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi**, al netto delle elisioni, dei primi nove mesi del 2014 risultano pari a 1.456 milioni di euro, con un incremento di 85 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+6,2%). Se si esclude da tale variazione il provento, pari a 82 milioni di euro, derivante dall'adeguamento prezzo rilevato nel primo trimestre del 2014 sulla cessione di Artic Russia, avvenuta nel quarto trimestre 2013, ed effettuato in base alla clausola di earn-out prevista negli accordi contrattuali con l'acquirente della società, i ricavi risultano in linea con il valore registrato nell'analogo periodo del 2013.

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2014, pari a 119 milioni di euro, registra un incremento di 7 milioni di euro. Escludendo da tale variazione il provento derivante dal citato adeguamento prezzo sulla cessione di Artic Russia, il margine operativo lordo si decrementa di 75 milioni di euro, per effetto essenzialmente della citata rilevazione nei costi del personale dei primi nove mesi del 2013 del beneficio netto connesso alla cessazione del piano di accompagnamento graduale al pensionamento e agli accordi ex art. 4 della legge n. 92/2012, nonché della contrazione della marginalità relativa a taluni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo.

Il **risultato operativo** è pari a 50 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014, con un incremento di 18 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2013, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 11 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2014 ammontano a 35 milioni di euro, con un decremento di 6 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013.

Fatti di rilievo del terzo trimestre del 2014

Accordo di capital contribution per due impianti eolici negli Stati Uniti

In data 8 luglio 2014, Enel Green Power North America ha firmato un accordo di "capital contribution" per circa 400 milioni di dollari statunitensi con un consorzio guidato dalla banca d'affari J.P. Morgan. Con tale operazione, il consorzio si impegna a finanziare il progetto eolico "Origin", con una capacità installata di 150 MW situato in Oklahoma, e quello di "Goodwell", con una capacità installata di 200 MW tra Oklahoma e Texas. Il consorzio erogherà il finanziamento all'entrata in esercizio degli impianti, prevista nel quarto trimestre 2014, per l'impianto di Origin, e nel quarto trimestre 2015, per l'impianto di Goodwell, fatto salvo il rispetto dei requisiti specificati nell'accordo. Ad entrambi i progetti sono associati contratti di vendita a lungo termine dell'energia prodotta. In base all'accordo, il consorzio guidato da J.P. Morgan effettuerà un apporto per circa 400 milioni di dollari statunitensi ricevendo in cambio una partecipazione con diritto di voto limitato che consentirà di ottenere una percentuale dei benefici fiscali che saranno riconosciuti ai progetti di Origin e Goodwell.

Risoluzioni Governo cileno sul progetto idroelettrico di Aysén

In data 9 luglio 2014, il Comitato dei Ministri cileno, con le Risoluzioni n. 569 e n. 570 e sulla base dei ricorsi presentati da alcuni cittadini e comunità locali, ha determinato l'annullamento della precedente Risoluzione n. 225/2011 emanata dalla Comisión de Evaluación de la Región de Aysén con la quale era stata concessa la licenza ambientale per il progetto idroelettrico proposto in joint venture da Endesa Chile e Colbun attraverso la società Centrales Hidroeléctricas de Aysén.

Tali risoluzioni sono state notificate a quest'ultima società in data 14 luglio 2014. La Società sta al momento valutando la documentazione ricevuta e analizzando le varie azioni legali e le alternative da seguire.

Avvio del processo di cessione partecipazioni in Slovacchia e Romania

Nella seduta del 10 luglio 2014, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha esaminato gli sviluppi del programma di vendita funzionale al rafforzamento della struttura patrimoniale del Gruppo, secondo quanto previsto dal Piano industriale 2014-2018. In particolare, l'Amministratore Delegato ha informato il Consiglio che, nell'ambito di tale programma, sono stati individuati come possibile oggetto di vendita da parte del Gruppo:

- > il 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne (posseduto da Enel per il tramite di Enel Produzione), il principale operatore slovacco nel settore della generazione di energia elettrica con una quota di mercato prossima all'80%;
- > il 64,4% del capitale sociale di Enel Distributie Muntenia e di Enel Energie Muntenia, il 51% del capitale sociale di Enel Distributie Banat, di Enel Distributie Dobrogea e di Enel Energie, nonché il 100% del capitale sociale della società di servizi Enel Romania (tutte possedute da Enel per il tramite di Enel Investment Holding).

Sia per la Slovacchia sia per la Romania, il Gruppo ha provveduto a notificare formalmente l'avvio dei processi di vendita alle società partecipate e ai relativi azionisti di minoranza (rappresentati da società o enti a partecipazione statale), nonché a nominare gli advisor finanziari (BNP Paribas e Deutsche Bank nel caso degli asset slovacchi e Citigroup e UniCredit nel caso degli asset rumeni) e legali chiamati a supportare il processo medesimo.

Accordi tra EGP e Sharp e STMicroelectronics

In data 11 luglio 2014, Enel Green Power ("EGP") e Sharp Corporation hanno raggiunto un accordo in base al quale EGP subentra negli obblighi della quota di "off-take" (contratto in base al quale Enel Green Power e Sharp si sono impegnate ad acquistare l'intera produzione della fabbrica di Catania di 3SUN) di Sharp per i pannelli fotovoltaici prodotti dalla fabbrica di Catania di 3SUN, la joint venture paritetica tra Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics. I pannelli prodotti dalla fabbrica, particolarmente adatti alle alte temperature, sono utilizzati da EGP per la realizzazione dei suoi impianti fotovoltaici in diverse aree geografiche emergenti contemplate dal piano industriale 2014-2018, tra cui il Sud America e il Sud Africa. Il corrispettivo dovuto da Sharp a EGP è pari a 95 milioni di euro, suddiviso in varie tranches, l'ultima delle quali è prevista per marzo 2015. Successivamente, in data 22 luglio 2014 e a seguito di tale accordo, EGP ha acquisito per un corrispettivo di 30 milioni di euro la partecipazione del 50% detenuta da Sharp in Enel Green Power & Sharp Solar Energy, joint venture paritetica nata per sviluppare, costruire e gestire impianti fotovoltaici utilizzando i pannelli prodotti dalla fabbrica di 3SUN. Tale acquisizione ha comportato il controllo da parte del Gruppo del 100% del capitale sociale di Enel Green Power & Sharp Solar Energy.

Infine, in data 23 luglio 2014, EGP ha siglato un accordo con l'altro socio della joint venture, STMicroelectronics, che prevede il versamento da parte della stessa STMicroelectronics a EGP di un importo pari a 15 milioni di euro a fronte della liberazione di STMicroelectronics da ogni impegno nei riguardi della joint venture o di EGP. L'accordo prevede inoltre l'impegno di EGP ad acquisire le quote detenute dagli altri due venturer (Sharp Corporation e STMicroelectronics) della società 3SUN; tale accordo diventerà efficace a seguito dell'ottenimento dell'approvazione delle banche finanziatrici e delle autorità competenti, ove necessario.

Riassetto delle attività nella Penisola iberica e in America Latina

In data 30 luglio 2014, Il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato il progetto di riassetto delle attività del Gruppo nella Penisola iberica e in America Latina. I principali obiettivi perseguiti attraverso tale progetto sono i seguenti:

- > allineare la struttura societaria alla nuova organizzazione del Gruppo, semplificando la catena di controllo delle società operanti in America Latina, creando le condizioni per un'ottimizzazione dei flussi finanziari del Gruppo stesso;
- > focalizzare Endesa come azienda leader nei mercati energetici iberici, attraverso un nuovo piano industriale incentrato sullo sviluppo delle attuali piattaforme di business e sulla valorizzazione della competitività espressa dalle attività in Spagna e Portogallo.

Successivamente, in data 11 settembre 2014 lo stesso Consiglio ha condiviso e approvato:

- > la presentazione a Endesa da parte di Enel Energy Europe ("EEE"), la società spagnola interamente detenuta da Enel e che possiede a sua volta il 92,06% del capitale di Endesa, di una proposta vincolante per l'acquisto della partecipazione del 60,62% posseduta direttamente e indirettamente da parte della stessa Endesa nel capitale della cilena Enersis, capofila delle attività in America Latina. In particolare, le partecipazioni oggetto di compravendita sono rappresentate da un 20,30% del capitale di Enersis posseduto direttamente da Endesa e dal 100% del capitale di Endesa Latinoamérica, società che a sua volta possiede il 40,32% del capitale di Enersis. La proposta in questione prevede un corrispettivo complessivo per le partecipazioni sopra indicate pari a 8.252,9 milioni di euro, basato su un prezzo implicito per azione Enersis di 215,0 pesos cileni (pari a 0,28

euro al cambio del 10 settembre 2014) e al netto dei costi di struttura e delle passività nette in capo a Endesa Latinoamérica, pari a un importo negativo di 144 milioni di euro. Tale corrispettivo è stato definito sulla base di procedure e metodologie internazionali di valutazione generalmente accettate in questo tipo di operazioni e supportato dalla "fairness opinion" rilasciata da Mediobanca in qualità di "advisor" finanziario;

- > la contestuale presentazione da parte di EEE della proposta concernente la distribuzione da parte di Endesa di un dividendo straordinario in contanti, di ammontare equivalente al corrispettivo da quest'ultima ricevuto per la indicata compravendita del 60,62% del capitale di Enersis e il cui pagamento sarà subordinato alla intervenuta esecuzione della compravendita medesima.

La proposta concernente l'operazione di compravendita del 60,62% del capitale di Enersis contempla, tra l'altro, una clausola in base alla quale, per la durata di due anni dal closing dell'operazione stessa, in caso di cessione per un corrispettivo in contanti a soggetti estranei al Gruppo Enel di una quota del capitale di Enersis che ne riduca la partecipazione complessivamente posseduta (in forma diretta e indiretta) al di sotto del 60,62%, EEE riconoscerà a Endesa l'eventuale differenza positiva tra il corrispettivo per azione Enersis su cui è basata tale cessione e quello su cui è basata l'indicata compravendita del 60,62% del capitale di Enersis, moltiplicata per il numero di azioni Enersis oggetto di cessione.

Tanto l'operazione di compravendita del 60,62% del capitale di Enersis quanto la proposta di distribuzione del dividendo straordinario in contanti sono state poi esaminate dal Consiglio di Amministrazione di Endesa, il quale, in data 17 settembre 2014, ha deliberato positivamente circa l'operazione sottoponendo la stessa all'approvazione dell'Assemblea degli azionisti, sulla base delle proposte formulate da un apposito comitato composto esclusivamente da Amministratori indipendenti, incaricato di verificare che tale progetto di riassetto risponda all'interesse sociale di Endesa sotto il profilo economico-finanziario, giuridico e strategico.

È inoltre previsto che, subordinatamente alla relativa approvazione da parte degli organi sociali di Endesa, le operazioni sopra descritte si concludano nel corso dell'ultimo trimestre del 2014, essendo stati ottenuti dalle competenti autorità i nulla osta necessari per la relativa realizzazione nei termini sopra indicati.

Da parte sua, il Consiglio di Amministrazione di Enel provvederà a effettuare le opportune analisi e valutazioni circa una ridefinizione della struttura finanziaria di Endesa (da realizzarsi eventualmente anche mediante il pagamento di un ulteriore dividendo straordinario) e una possibile revisione della relativa politica dei dividendi, nonché in merito alla possibilità di procedere, compatibilmente con le condizioni di mercato, a eventuali operazioni sul mercato dei capitali al fine di valorizzare la partecipazione posseduta da EEE in Endesa e superare l'attuale situazione di limitata liquidità del titolo Endesa.

Modifiche allo statuto sociale

In data 20 luglio 2014, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha adottato alcune modifiche dello statuto intese, per un verso, ad adeguarne i contenuti alle novità introdotte dal decreto legge 15 marzo 2012, n. 21 (convertito con modificazioni dalla legge 11 maggio 2012, n. 56) in materia di poteri speciali dello Stato italiano nei settori strategici e, per altro verso, a sopprimere i riferimenti ad alcune deleghe ad aumentare il capitale sociale (prevalentemente a servizio di piani di stock option) che, ormai risalenti nel tempo, risultavano già eseguite o divenute prive di effetto.

Acquisizione di una quota del 21,1% di Edegel

In data 4 settembre 2014, la controllata cilena del Gruppo Enel, Enersis, ha concluso con successo l'operazione, lanciata ad aprile scorso, con cui ha acquisito la maggioranza assoluta in Edegel, società di generazione peruviana con 1.524 MW di capacità installata. L'operazione ha previsto l'acquisto, per un corrispettivo di 421 milioni di dollari statunitensi, di tutte le azioni indirettamente detenute da Inkia Americas Holdings Limited in Generandes Perú (società che controlla, con una quota del 54,20%, Edegel), pari al 39,01% del relativo capitale sociale. Pertanto, Enersis raggiunge una partecipazione diretta e indiretta in Edegel pari al 58,6%, aumentando del 21,1% la quota del 37,5% già posseduta indirettamente tramite la controllata Endesa Chile.

Accordo con Hubeject per la mobilità elettrica

In data 24 settembre 2014 Enel Distribuzione e Hubeject (società tedesca che dal 2013 gestisce la piattaforma europea di eRoaming a cui aderiscono più di 120 operatori) hanno firmato un Memorandum d'Intesa in base al quale coopereranno per lo sviluppo di una piattaforma eRoaming a livello europeo. Grazie all'eRoaming, i clienti dei veicoli elettrici potranno ricaricare le loro auto anche in stazioni non appartenenti o gestite dalle utility con cui hanno un contratto di fornitura. Scopo dell'accordo è di consentire la ricarica delle auto elettriche presso circa 5.000 stazioni, in un'area che va dalla Sicilia alla Lapponia, con addebito automatico in bolletta.

La collaborazione tra Enel e Hubeject nel campo dell'eRoaming è uno dei principali risultati di Green eMotion, il progetto di ricerca UE sulla mobilità elettrica che raggruppa 43 partner tra amministrazioni locali, università, centri di ricerca e operatori del settore industriale, dell'energia e produttori di veicoli elettrici.

Acquisizione di licenze upstream in Algeria

In data 30 settembre 2014, Enel si è aggiudicata, insieme alla multinazionale Dragon Oil, due lotti per l'esplorazione di gas in Algeria, affidati nell'ambito della quarta gara di aggiudicazione dei contratti per l'esplorazione e lo sfruttamento di idrocarburi lanciata a gennaio 2014 dall'ente algerino che gestisce le licenze di sfruttamento.

In particolare, nel lotto di Msari Akabli, sito nel sud-ovest dell'Algeria in un'area dove sono già state effettuate promettenti scoperte di giacimenti di olio e gas, la partnership sarà al 70% di Enel, che sarà Operatore del progetto, e il restante 30% di Dragon Oil.

Nel lotto di Tinrhert Nord, situato nel bacino Illizi (nell'est dell'Algeria), una zona dove sono presenti diversi impianti petroliferi e dove Enel è già attiva nella concessione di South East Illizi), la partnership vedrà un coinvolgimento di Enel per il 30%, mentre il restante 70% sarà di Dragon Oil, che ne sarà Operatore.

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

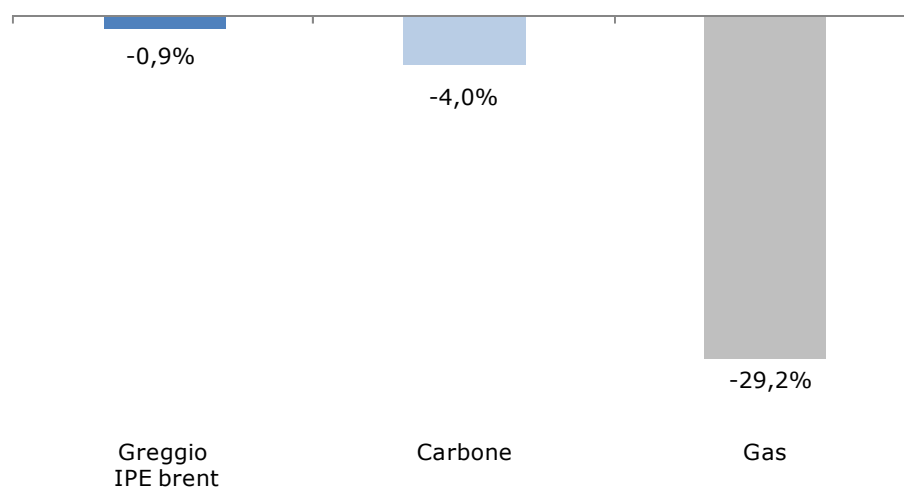
	Primi nove mesi	
	2014	2013
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE brent (dollari/bbl)	105,6	106,6
Prezzo medio CO ₂ (euro/ton)	5,9	4,6
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) ⁽¹⁾	74,7	77,8
Prezzo medio del gas (euro/MWh) ⁽²⁾	18,6	26,3
Cambio medio dollaro USA per euro	1,35	1,32
Euribor a sei mesi (media del periodo)	0,35%	0,33%

(1) Indice API#2.

(2) Indice TTF.

Il rapporto di cambio euro/dollaro, pur con andamenti altalenanti, ha visto nel corso del terzo trimestre 2014 un recupero rispetto al trend che aveva caratterizzato gli ultimi mesi, all'insegna del rafforzamento della valuta europea anche per effetto delle politiche della BCE. Le stesse politiche e l'andamento delle economie nazionali ha comportato invece un andamento stabile dei tassi di interesse, caratterizzati comunque da livelli molto bassi rispetto alle serie storiche.

Variazione prezzi medi combustibili nei primi nove mesi 2014 rispetto ai primi nove mesi 2013



I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

La domanda di energia elettrica

Domanda di energia elettrica

3° trimestre		GWh		Primi nove mesi				
2014	2013	Variazioni		2014	2013	Variazioni		
78.117	80.923	(2.806)	-3,5%	Italia	231.797	239.004	(7.207)	-3,0%
61.557	61.925	(368)	-0,6%	Spagna	182.589	184.339	(1.750)	-0,9%
12.046	11.909	137	1,2%	Romania	36.967	36.963	4	-
173.978	173.008	970	0,6%	Russia	559.099	560.257	(1.158)	-0,2%
6.861	6.781	80	1,2%	Slovacchia ⁽¹⁾	20.948	21.239	(291)	-1,4%
32.750	33.338	(588)	-1,8%	Argentina	97.293	95.752	1.541	1,6%
116.249	115.023	1.226	1,1%	Brasile ⁽¹⁾	354.234	344.684	9.550	2,8%
12.365	11.974	391	3,3%	Cile	36.893	36.028	865	2,4%
16.278	15.486	792	5,1%	Colombia	47.462	45.379	2.083	4,6%

Fonte: TSO nazionali.

(1) Stima Enel per i primi nove mesi del 2014.

Nel terzo trimestre del 2014 in Europa si registra un consolidamento della domanda di energia elettrica con i primi segnali di ripresa. Seppur il trend continui a far segnare valori negativi, l'entità di tale contrazione va progressivamente diminuendo, grazie al recupero degli usi industriali.

In Italia, dopo i miglioramenti evidenziati nel secondo trimestre, i consumi nell'ultimo trimestre hanno subito una brusca riduzione (-3,5% rispetto allo stesso periodo del 2013) a causa di temperature inferiori di oltre un grado e mezzo rispetto al 2013. Solo nelle isole, dove le temperature sono state in linea con quelle dello scorso anno, si è registrato un incremento della domanda. Gli ultimi dati di settembre mostrano però segnali incoraggianti; la domanda, per la prima volta dopo due anni di flessioni continue, torna a essere positiva registrando una crescita dello 0,4% nel confronto con lo stesso mese dello scorso anno.

A livello cumulato, nei primi nove mesi la richiesta in Italia risulta in flessione del 3,0% rispetto ai valori del corrispondente periodo del 2013.

In Spagna il buon andamento dei consumi industriali (+4,8% nei primi nove mesi dell'anno) ha consentito di compensare gli effetti della temperatura sugli usi residenziali. Al netto degli effetti del calendario e delle temperature, la richiesta peninsulare in Spagna nei primi nove mesi del 2014 mostrerebbe un aumento dello 0,3% (-0,9% il dato grezzo).

Nell'Est Europa e in Russia la domanda mostra segnali di rafforzamento, evidenziando nel terzo trimestre per i tre Paesi di presenza Enel (Slovacchia, Romania e Russia) una crescita che oscilla mediamente intorno all'1%.

In America Latina, sempre nel terzo trimestre 2014, la domanda rimane sostenuta in Colombia (+5,1% rispetto allo stesso periodo del 2013), Cile (+3,3%), Brasile (+1,1%), mentre mostra segnali preoccupanti di debolezza in Argentina (-1,8%).

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi		
2014	2013	Variazioni			2014	2013	Variazioni
Produzione netta:							
41.510	47.267	(5.757)	-12,2%	- termoelettrica	121.391	135.251	(13.860) -10,2%
15.948	13.963	1.985	14,2%	- idroelettrica	46.210	42.012	4.198 10,0%
3.170	2.501	669	26,7%	- eolica	11.316	11.433	(117) -1,0%
1.410	1.369	41	3,0%	- geotermoelettrica	4.132	3.975	157 3,9%
7.868	7.533	335	4,4%	- fotovoltaica	19.645	18.033	1.612 8,9%
69.906	72.633	(2.727)	-3,8%	Totale produzione netta	202.694	210.704	(8.010) -3,8%
8.536	8.706	(170)	-2,0%	Importazioni nette	30.787	30.092	695 2,3%
78.442	81.339	(2.897)	-3,6%	Energia immessa in rete	233.481	240.796	(7.315) -3,0%
(325)	(416)	91	21,9%	Consumi per pompaggi	(1.684)	(1.792)	108 6,0%
78.117	80.923	(2.806)	-3,5%	Energia richiesta sulla rete	231.797	239.004	(7.207) -3,0%

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo settembre 2014).

L'energia richiesta in Italia nei primi nove mesi del 2014 registra un decremento (-3,0%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2013, attestandosi a 231,8 TWh (78,1 TWh nel terzo trimestre 2014). L'energia richiesta del periodo è stata soddisfatta per l'86,7% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (87,4% nei primi nove mesi del 2013) e per il restante 13,3% dalle importazioni nette (12,6% nei primi nove mesi 2013).

Le importazioni nette dei primi nove mesi del 2014 registrano un incremento del 2,3% rispetto ai primi nove mesi del 2013, mentre nel terzo trimestre 2014 risultano in decremento del 2,0% (-0,2 TWh).

La produzione netta nei primi nove mesi del 2014 registra un decremento del 3,8% (-8,0 TWh), attestandosi a 202,7 TWh (69,9 TWh nel terzo trimestre 2014). In particolare, la maggiore produzione da fonte idroelettrica (+4,2 TWh) conseguente le più favorevoli condizioni di idraulicità, l'incremento della produzione da altre fonti rinnovabili (+1,7 TWh), nonché il minor fabbisogno di energia elettrica hanno comportato una riduzione della generazione da fonte termoelettrica per 13,9 TWh. Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2014.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2014	2013	Variazioni			2014	2013	Variazioni	
63.808	65.443	(1.635)	-2,5%	Produzione netta	190.572	194.787	(4.215)	-2,2%
(722)	(700)	(22)	-3,1%	Consumi per pompaggi	(4.006)	(4.723)	717	15,2%
(1.529)	(2.818)	1.289	45,7%	Esportazioni nette ⁽¹⁾	(3.977)	(5.725)	1.748	30,5%
61.557	61.925	(368)	-0,6%	Energia richiesta sulla rete	182.589	184.339	(1.750)	-0,9%

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo settembre 2014 e *Balance eléctrico diario Peninsular* - consuntivo settembre 2013). I volumi dei primi nove mesi 2013 sono aggiornati al 9 maggio 2014.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nei primi nove mesi del 2014 registra un decremento dello 0,9% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2013 (-0,6% nel terzo trimestre 2014), attestandosi a 182,6 TWh (61,6 TWh nel terzo trimestre 2014). Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nei primi nove mesi del 2014 risultano in decremento del 30,5% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2013, tale fenomeno risulta relativo al terzo trimestre 2014 dove si rileva un decremento del 45,7%.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2014 si attesta a 190,6 TWh (63,8 TWh nel terzo trimestre 2014) rilevando un decremento del 2,2% (-4,2 TWh), per effetto sostanzialmente della minore domanda di energia elettrica richiesta nel mercato peninsulare. Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2014.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2014	2013	Variazioni			2014	2013	Variazioni	
3.666	3.704	(38)	-1,0%	Produzione netta	10.019	10.140	(121)	-1,2%
465	417	48	11,5%	Importazioni nette	1.030	986	44	4,5%
4.131	4.121	10	0,2%	Energia richiesta sulla rete	11.049	11.126	(77)	-0,7%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo settembre 2014 e *Balance eléctrico diario extrapeninsular* - consuntivo settembre 2013). I volumi dei primi nove mesi del 2013 sono stati aggiornati al 12 maggio 2014.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nei primi nove mesi del 2014 risulta in decremento (-0,7%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2013, attestandosi a 11,0 TWh (4,1 TWh, +0,2% nel terzo trimestre 2014). Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 90,7% e dalle importazioni nette per il restante 9,3%.

Le *importazioni nette* nei primi nove mesi del 2014 si attestano a 1,0 TWh (0,5 TWh nel terzo trimestre 2014) e sono relative interamente all'interscambio con la produzione realizzata nella Penisola iberica.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2014 registra un decremento dell'1,2% (-0,1 TWh) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente essenzialmente per effetto della

minore domanda di energia sul territorio extrapeninsulare. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2014.

Andamento dei prezzi *spot* dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 3Q 2014 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 3Q 2014 - 3Q 2013	Prezzo medio peakload 3Q 2014 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 3Q 2014 - 3Q 2013
Italia	49,8	-19,9%	52,4	-19,2%
Spagna	39,7	-4,4%	43,1	-5,8%
Russia	23,4	-1,9%	27,0	-0,3%
Slovacchia	31,9	-20,9%	39,0	-24,9%
Brasile	203,9	92,5%	266,5	27,6%
Cile	110,1	-19,7%	205,7	-8,0%
Colombia	91,3	29,9%	182,9	9,8%

La domanda di gas naturale

Domanda di gas naturale

3° trimestre				Milioni di m ³	Primi nove mesi			
2014	2013	Variazioni			2014	2013	Variazioni	
10.919	11.350	(431)	-3,8%	Italia	43.623	49.469	(5.846)	-11,8%
5.726	5.892	(166)	-2,8%	Spagna	18.897	20.815	(1.918)	-9,2%

I primi nove mesi del 2014 sono stati caratterizzati da un forte decremento della domanda di gas naturale sia in Italia che in Spagna, rispettivamente pari all'11,8% e al 9,2% rispetto allo stesso periodo del 2013. Tale decremento è imputabile principalmente al rallentamento economico, al mix delle fonti di generazione caratterizzato da un uso crescente delle energie rinnovabili e dalla maggiore competitività del carbone a seguito della riduzione dei prezzi dei diritti CO₂. In Spagna, in particolare, in un contesto di domanda di gas flessibile e strettamente dipendente dalla disponibilità degli impianti da fonte rinnovabile, l'introduzione di nuove imposte sul gas naturale ha reso meno competitivi gli impianti a ciclo combinato e l'utilizzo di tale materia prima.

Domanda di gas naturale in Italia

3° trimestre				Milioni di m ³	Primi nove mesi			
2014	2013	Variazioni			2014	2013	Variazioni	
3.087	2.741	346	12,6%	Reti di distribuzione	20.039	23.309	(3.270)	-14,0%
3.064	2.964	100	3,4%	Industria	9.759	9.723	36	0,4%
4.433	5.363	(930)	-17,3%	Termoelettrico	12.639	15.158	(2.519)	-16,6%
334	282	52	18,4%	Altro ⁽¹⁾	1.186	1.279	(93)	-7,3%
10.919	11.350	(431)	-3,8%	Totale	43.623	49.469	(5.846)	-11,8%

(1) Include altri consumi e perdite.

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

Prosegue nel terzo trimestre 2014 il calo della domanda di gas naturale in Italia, in gran parte determinato dal continuo ribasso dei prelievi da parte degli impianti a gas (-17,3%) e di una produzione rinnovabile favorita dalle condizioni climatiche e da un trend ormai consolidato di riduzione della domanda elettrica. I prelievi delle reti di distribuzione (usi civili, commerciali e terziario) confermano invece importanti progressi. A livello cumulato, nei primi tre trimestri del 2014 la domanda di gas è scesa dell'11,8% rispetto all'analogo periodo del 2013, con i prelievi civili e del termoelettrico in forte diminuzione (rispettivamente -14,0% e -16,6%), mentre la grande industria è in lieve crescita rispetto allo scorso anno (+0,4%).

Aspetti normativi e tariffari

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, 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

Processo di modernizzazione degli aiuti di Stato

L'8 maggio 2012 la Commissione Europea ha intrapreso un piano di riforma volto a modernizzare il quadro di regole e controlli concernenti gli aiuti di Stato. I tre principali obiettivi, legati fra loro, sono i seguenti: promuovere la crescita in un mercato interno rafforzato, dinamico e competitivo, focalizzare l'enforcement sui casi con maggiore impatto e snellire le regole per decisioni più veloci. Il quadro europeo in materia di aiuti di Stato per il settore energetico comprende le Linee Guida sull'Energia e l'Ambiente (EEAG), il Regolamento sulle Esenzioni per Categoria (GBER) e le Linee Guida sulla Ricerca e l'Innovazione (RDI).

In tale contesto, il 9 aprile 2014 la Commissione ha approvato la revisione delle EEAG per il periodo 2014-2020 con entrata in vigore il 1° luglio 2014. Quest'ultime promuovono un graduale passaggio a strumenti di mercato, quali aste o *feed in premium*, per il supporto alle fonti energetiche rinnovabili, forniscono criteri per il supporto ai grandi consumatori di energia esposti alla concorrenza internazionale e includono disposizioni per gli aiuti alle infrastrutture e di meccanismi per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e l'adeguatezza (es. meccanismi di remunerazione della capacità) nel mercato interno dell'energia.

Regole sulla fornitura dei servizi di investimento (MiFID II)

Il 12 giugno 2014 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il nuovo quadro di regole che disciplina la fornitura dei servizi di investimento in Europa ("MiFID II"), composto dalla Direttiva n. 2014/65/EU (MiFID) e dal Regolamento UE n. 600/2014 (MiFIR), che sostituiscono la precedente Direttiva MiFID 2004/39/EC.

Tra le altre cose, le nuove regole ampliano l'ambito di applicazione della disciplina finanziaria, estendendo la definizione di strumenti finanziari e restringendo le esenzioni attualmente disponibili per le società che negoziano derivati su commodity, tra cui elettricità e gas.

Il pacchetto MiFID II sarà applicabile a partire da gennaio 2017. Prima di tale data, gli Stati membri dovranno recepire la Direttiva e, contemporaneamente, la Commissione Europea ed ESMA (*European Securities and Markets Authority*) saranno incaricate del processo di definizione e adozione degli atti implementativi e delegati previsti da MiFID II.

Regole sugli abusi di mercato (MAR e MAD)

Il 12 giugno 2014 sono stati pubblicati sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il Regolamento UE n. 596/2014 relativo agli abusi di mercato (MAR) e la Direttiva 2014/57/EU relativa alle sanzioni penali in caso di abusi di mercato (MAD).

Le nuove regole, che sostituiscono l'attuale Direttiva n. 2003/6/EC e che entreranno in vigore nel mese di giugno 2016, aggiornano e rafforzano il quadro di norme che assicura la protezione degli investitori e l'integrità dei mercati finanziari.

Comunicazione Efficienza Energetica 2014

Il 23 luglio 2014 è stata pubblicata dalla Commissione Europea la Comunicazione di Efficienza Energetica che mira ad analizzare da un lato il periodo regolatorio fino al 2020 e dall'altro a identificare il potenziale raggiungibile al 2030. Riguardo al primo tema, le attuali misure implementate al 2020 permetteranno di raggiungere il 18-19% di riduzione dei consumi di energia primaria rispetto all'obiettivo originario del 20%. In tale contesto, la Commissione afferma che se gli Stati Membri implementeranno correttamente l'attuale normativa, l'Europa non necessiterà di misure aggiuntive per colmare il gap. Per quanto riguarda il periodo *post* 2020, la Commissione Europea propone un obiettivo del 30% di riduzione dei consumi di energia primaria al 2030 rispetto alle proiezioni del 2007.

Divisione Mercato

Energia elettrica

Mercato retail

Il 3 marzo 2014, il Consiglio di Stato ha annullato la sentenza del TAR Lombardia che nel 2013 aveva dichiarato illegittima la disciplina del Sistema Indennitario, strumento introdotto dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) per contenere il rischio creditizio degli esercenti.

Gas

Mercato retail

A settembre 2014 sono stati individuati tramite procedure a evidenza pubblica i titolari dei servizi di ultima istanza per il biennio 1° ottobre 2014 – 30 settembre 2016. Enel Energia è risultata aggiudicataria del servizio di Fornitura di Ultima Istanza su 7 delle 8 aree territoriali in gara e del Servizio di Default Distribuzione in 6 aree su 8.

L'AEEGSI ha confermato anche per l'anno termico 2014-2015 l'attuale modalità di completa indicizzazione ai prezzi spot della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale.

Con riferimento alla componente materia prima (QE), il 24 gennaio 2014 il TAR Lombardia, nell'ambito del giudizio instaurato da Enel Energia e Enel Trade, ha annullato le delibere con cui l'AEEGSI aveva modificato (in riduzione) la formula della QE per gli anni termici 2010-2011 e 2011-2012.

Divisione Generazione ed Energy Management

Energia elettrica

Mercato all'ingrosso

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 30 giugno 2014 è stato approvato lo schema di funzionamento del mercato della capacità precedentemente posto in consultazione dall'AEEGSI. Il meccanismo si basa sull'assegnazione, tramite asta, di contratti di opzione (cd. Reliability Option) che prevedono che a fronte di un premio, definito in esito all'asta con fissazione del prezzo di tipo marginal price, il produttore si impegni a restituire la differenza, se positiva, tra il prezzo che si forma nei mercati

spot dell'energia e dei servizi di dispacciamento e un prezzo di riferimento fissato *ex-ante* nel contratto di opzione.

La disciplina approvata prevede un valore massimo (cap) e un valore minimo (floor) per il premio da riconoscere alla capacità esistente; il floor viene riconosciuto a tutta la capacità esistente e dovrà essere individuato dall'AEEGSI.

Le prime aste per l'assegnazione dei contratti di opzione saranno svolte nel 2015, con consegna a partire dal 2019/2020.

Con decreto legge n. 91 del 24 giugno 2014 sono dichiarate essenziali per la sicurezza tutte le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti programmabili ubicate in Sicilia e aventi potenza superiore a 50 MW. La misura, la cui implementazione è demandata all'AEEGSI, trova applicazione fino al completamento della linea "Sorgente-Rizziconi" di interconnessione tra la Sicilia e la Calabria e delle altre opere necessarie all'incremento della capacità di interconnessione. Le unità essenziali così individuate (in particolare per il Gruppo Enel dovrebbero ricadere sotto questo regime le unità di produzione afferenti agli impianti di Porto Empedocle, Augusta, Termini Imerese, Priolo Gargallo, Anapo e Guadalami) sono soggette all'obbligo di offerta nel mercato del giorno prima e hanno diritto a ricevere una reintegrazione per i costi di generazione sostenuti.

Gas

Mercato all'ingrosso

Per quanto riguarda l'attività di stoccaggio, il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) con decreto del 19 febbraio 2014 ha modificato i criteri di allocazione della capacità prevedendo che la sua assegnazione sia effettuata esclusivamente attraverso meccanismi di asta competitiva.

Divisione Infrastrutture e Reti

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Con la delibera n. 154/14, l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento per l'attività di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica per l'anno 2014 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.

Il 20 maggio 2014 il TAR Lombardia ha annullato, su ricorso di A2A Reti, le delibere 559/2012/R/eel e 603/2013/R/eel con cui l'AEEGSI aveva modificato la disciplina in materia di perequazione delle perdite di rete in relazione agli anni 2012 e 2013.

In particolare, l'AEEGSI con le suddette delibere aveva introdotto un meccanismo perequativo tra operatori attraverso cui le imprese di distribuzione con perdite effettive inferiori a quelle standard sono tenute a restituire alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico parte del risultato del delta perdite (il 50% per l'anno 2012). L'ammontare restituito viene destinato *pro quota* alle imprese di distribuzione con perdite effettive superiori a quelle standard.

L'AEEGSI ha presentato appello al Consiglio di Stato (Enel Distribuzione è intervenuta in giudizio a fianco dell'Autorità): l'udienza di merito si terrà il prossimo 11 novembre.

Efficienza energetica

Con la delibera n. 13/2014 del 23 gennaio 2014, l'AEEGSI ha introdotto un meccanismo di reintegro dei costi di acquisto dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) che consente ai distributori di recuperare un costo pari a quello medio di mercato, a meno di un differenziale di 2 euro per titolo.

In tal modo, si riducono sensibilmente i potenziali impatti economici del meccanismo pur permanendo sui distributori l'obbligo "fisico" di consegna dei titoli di efficienza energetica ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali.

Con la determina del 30 giugno 2014, l'AEEGSI ha fissato il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2013 pari a 110,27 euro/tep e il valore del contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2014 pari a 110,39 euro/tep.

Divisione Iberia e America Latina

Spagna

Regio Decreto n. 216/2014 – Metodologia di calcolo per il prezzo volontario al piccolo consumatore (PVPC)

Il 29 marzo 2014 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Regio Decreto n. 216/2014 concernente la metodologia di calcolo per il prezzo volontario al piccolo consumatore che stabilisce i seguenti aspetti principali:

- > il costo dell'energia per il PVPC sarà legato al prezzo orario di mercato e, più in particolare, al prezzo del mercato del giorno prima e infragiornaliero del periodo di fatturazione corrispondente, cui si sommeranno i costi del mercato dei servizi, del capacity payment e dei pagamenti necessari per remunerare l'operatore di mercato e di sistema. Nel caso in cui i consumatori dispongano di contatori intelligenti, la fatturazione sarà su base oraria, altrimenti verrà seguita la profilazione del consumatore tipo;
- > tale meccanismo è in vigore dal 1° aprile 2014 ma gli operatori avranno a disposizione due mesi sino a luglio 2014, per adattare i propri sistemi;
- > i venditori di riferimento (CR) saranno obbligati a offrire alternativamente ai consumatori eleggibili per il PVPC un prezzo fisso annuale.

Ordine Ministerial IET/350/2014 - Quote di finanziamento del bonus sociale

Il 7 marzo 2014 è stato pubblicato l'Ordine Ministerial IET/350/2014 che stabilisce il nuovo riparto delle quote di finanziamento del bonus sociale. La quota di Endesa è stata fissata al 41,62%.

Proposta di Regio Decreto che regola l'attività di generazione nei territori non peninsulari

Nel processo di riforma del settore elettrico avviato a luglio 2013 il Governo spagnolo, mediante una proposta di regio Decreto, sta definendo vari aspetti che regoleranno l'attività di generazione e dispacciamento nei sistemi insulari ed extrapeninsulari. La proposta, in conformità con la Legge 24/2013, stabilisce uno schema di remunerazione legato all'andamento dei titoli di stato, maggiorato di un differenziale adeguato. Per il primo periodo regolatorio, 2014-2019, la maggiorazione corrisponderà a 200 punti base rispetto al rendimento dei titoli di stato decennali nel mercato secondario.

Regio Decreto n. 13/2014 Misure urgenti per il sistema gas e la titolarità delle centrali nucleari

Il 4 ottobre 2014 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Regio Decreto n. 13/2014 recante misure urgenti che incidono su determinati aspetti del sistema gas e sulla titolarità delle centrali nucleari. Con riferimento al gas, il Regio Decreto, mira a risolvere la situazione complessa dello stoccaggio di Castor e la relativa rinuncia alla concessione presentata dal titolare (Escal UGS, S.L.) garantendo l'interesse generale. In concreto dispone l'ibernazione delle installazioni e il riconoscimento di 1.350 milioni di euro che saranno pagati da Enagas (che verrà risarcita dal sistema in 30 anni attraverso "derechos de cobro"). Mediante accordo in seno al Consiglio dei Ministri, potrà concludersi l'ibernazione o determinare la dismissione in condizioni sicure. Per quanto riguarda la generazione nucleare, la clausola introdotta stabilisce che la titolarità delle centrali che non si sono ancora adeguate ai dettami della legge sull'energia nucleare (Legge n. 25/1964, come modificata dalla Legge n. 12/2011) si intenderà trasferita all'ente che alla data di scadenza per l'adeguamento sia incaricata delle operations della centrale da parte del titolare uscente.

Argentina

Risoluzione n. 529/2014

Il 20 maggio 2014 la Secretaria de Energia ha pubblicato la Risoluzione n. 529/2014 con la quale è stata aggiornata, con effetto retroattivo da febbraio 2014, la remunerazione percepita dai generatori, precedentemente fissata mediante la Risoluzione n. 95/2013.

La nuova risoluzione, oltre a prevedere un incremento nella remunerazione dei costi fissi e variabili, introduce un'ulteriore voce volta alla copertura degli interventi di manutenzione straordinaria la quale sarà pagata mediante l'emissione di LVFVD (*Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir*).

Nota S.E. n. 4012

Il 24 giugno 2014 la Secretaria de Energia ha approvato la Nota n. 4012 mediante la quale ha determinato il valore dell'inflazione (indice MMC) per EDESUR per il periodo compreso tra ottobre 2013 e marzo 2014 e ne ha permesso la compensazione con il debito corrispondente al programma PUREE per il medesimo periodo, come già avvenuto in precedenza per i mesi compresi tra febbraio 2013 e settembre 2013 mediante la Nota n. 6852.

Brasile

Nota tecnica n. 112/2014-SRE-ANEEL – revisione tariffaria AMPLA 2014-2018

Il 7 aprile 2014, il regolatore ANEEL, ha approvato la nota tecnica n. 112/2014-SRE-ANEEL concernente la revisione tariffaria per la società di distribuzione elettrica AMPLA, avente effetto a partire dal 15 marzo 2014 e che garantisce il riconoscimento del totale degli investimenti e costi operativi sostenuti dal distributore. L'aumento medio percepito dai consumatori sarà pari al 2,64%, applicabile dall'8 aprile 2014.

Esposizione involontaria dei distributori al mercato spot

Il 7 marzo 2014, il Governo ha pubblicato il Decreto n. 8.203, il quale permette ai distributori di ricorrere alla Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) per la copertura di costi addizionali derivanti dall'esposizione involontaria al mercato spot e dal dispacciamento termico. La regolazione brasiliana garantisce la copertura totale all'interno del successivo ciclo tariffario.

Al medesimo fine, il 2 aprile 2014, il Governo ha pubblicato il decreto n. 8.221 prevedendo, in alternativa al recupero dei maggiori costi attraverso il ciclo tariffario, la copertura finanziaria immediata dei distributori mediante l'istituzione di un nuovo conto nell'ambiente di contrattazione regolata (*Conta ACR*), il quale sarà gestito dalla *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE). A tal proposito, si segnala che il 28 aprile 2014, a seguito del ricevimento dei finanziamenti del sistema bancario, la CCEE ha versato ad Ampla e Coelce una parte delle somme dovute a titolo di recupero dei maggiori costi sostenuti per effetto di tale esposizione involontaria al prezzo dell'energia sul mercato spot e per la copertura dei maggiori costi di vettoriamento dalle unità di generazione.

Infine il 15 aprile 2014, ANEEL ha pubblicato l'Edital do Leilão n. 5/2014 definendo i prezzi massimi e la data per l'asta A-0, indetta per mitigare il deficit e i costi addizionali dei distributori. In particolare l'asta, svoltasi il 30 aprile 2014, ha registrato per i contratti di quantità un prezzo medio pari a 270,81 real/MWh con una quantità media di 1.471 MW mentre per i contratti di disponibilità un prezzo medio di 262 real/MWh con una quantità media di 575 MW. L'asta nel suo complesso ha prodotto in media un prezzo di 268,33 real/MWh.

Riconoscimento totale dei costi dell'ICMS

L'11 marzo 2014, ANEEL, durante la 7ª riunione ordinaria del proprio consiglio, ha approvato la richiesta di Coelce per il riconoscimento totale dei costi dell'ICMS (IVA) pagato ai generatori, sia in relazione agli importi futuri che a quelli pregressi (dal 2003 al 2013). Il recupero in tariffa di questi ultimi avverrà nell'arco dei prossimi quattro anni, a partire da aprile 2014.

Il 20 maggio 2014, il Pubblico Ministero Federale ha richiesto la sospensione dell'adeguamento tariffario di Coelce. L'azione è volta a escludere il recupero in tariffa dei costi dell'ICMS, così come stabilito da Aneel, limitando così l'incremento tariffario al 13,68% (anziché 16,77%).

Cile

Legge sulle interconnessioni

Il 30 gennaio 2014 è stata promulgata la legge sulle interconnessioni, derogando quanto previsto dalla Legge Generale al Servizio Elettrico. In base alle nuove disposizioni, si riconosce la facoltà all'Esecutivo, e quindi allo Stato, di promuovere progetti di interconnessione tra il sistema elettrico interconnesso del nord (SING) e il sistema interconnesso del Centro (SIC).

Agenda Energetica

Il 15 maggio 2014 la Presidente Michelle Bachelet ha presentato la nuova Agenda Energetica con i principali obiettivi di politica energetica; il documento definisce le tempistiche e gli attori delle prossime tappe normative e annuncia il piano di investimenti che il Governo intende effettuare nel suo mandato. In particolare l'Agenda, oltre a presupporre un ruolo più attivo dello Stato, prevede la riduzione del costo marginale dell'energia nel *Sistema Interconectado Central* (30% in meno al 2017 rispetto alla media 2013), la ridefinizione delle regole delle aste tra Generatori e Distributori finalizzata alla riduzione del prezzo di aggiudicazione (25% in meno, nei prossimi dieci anni, rispetto al 2013), un target del 45% al 2025 di Energia Rinnovabile Non Convenzionale (ERNC) sulla nuova capacità installata, un obiettivo di risparmio energetico del 20% entro il 2020, la definizione di un sistema partecipativo per la pianificazione energetica, lo sviluppo di progetti di interconnessione tra SIC e SING (*Sistema Interconectado del Norte Grande*) e, infine, una nuova legge di promozione della Geotermia entro il 2015.

Inoltre, ai fini della promozione del gas naturale per la generazione elettrica l'Agenda prevede misure sia di breve termine, volte a rendere più trasparente l'accesso alle strutture di rigassificazione, che di medio-lungo termine volte a espandere la capacità esistente.

Divisione Internazionale

Francia

Legge n. 344/2014 - Soppressione tariffe regolate di elettricità e gas per i clienti industriali

Il 27 marzo 2014 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale la Legge n. 344/2014, mediante la quale è stata stabilita la graduale abolizione delle tariffe regolate di elettricità e gas per i consumatori industriali, con decorrenza 1° gennaio 2015 per il settore gas e 1° gennaio 2016 per il settore elettrico.

Progetto di legge sulla transizione energetica nazionale

Il 18 giugno 2014 il ministro per l'ecologia, lo sviluppo sostenibile e l'energia, Ségolène Royale, ha ufficialmente presentato al consiglio dei ministri il progetto di legge sulla transizione energetica che definisce quattro linee guida fondamentali della nuova strategia energetica nazionale:

- > riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990;
- > raggiungimento entro il 2030 di una quota di produzione da energia rinnovabile pari al 32% del consumo finale lordo di energia (circa 40 del consumo finale elettrico);
- > riduzione del 50% del consumo finale di energia entro il 2050;
- > limitazione della capacità nucleare a 63,2 GW e della quota di generazione al 2025 del 50% sulla produzione nazionale nel 2025 con un massimo a 63 GW.

Il progetto di legge passerà all'esame dei comitati parlamentari durante la stagione estiva e si attende la discussione in sede plenaria per l'approvazione entro la fine dell'anno.

Romania

Market Coupling

Il 29 aprile 2014 il regolatore nazionale rumeno (ANRE) ha pubblicato il modello di market coupling per l'accoppiamento dei mercati elettrici della Slovacchia, della Repubblica Ceca e dell'Ungheria. Le operazioni di contrattazione, relative al timeframe del mercato del giorno prima, saranno effettuate su una piattaforma comune di trading, la cui data di avvio è prevista per l'11 novembre 2014.

ANRE Deliberazione 50/57/2014 - Revisione delle tariffe regolate per il settore residenziale

Il 26 giugno 2014 è stata pubblicata una revisione delle tariffe regolate dell'energia elettrica con decorrenza a partire dal 1° luglio 2014. Per i clienti residenziali è stata apportata una riduzione dell'importo del prezzo medio unitario finale del 2,6%, dovuta principalmente alla diminuzione del 46% della tassa sulla cogenerazione. Tuttavia, tale riduzione è parzialmente compensata dall'introduzione di una nuova tassa sulle costruzioni speciali che incide sul costo di generazione e che comporta un aumento della tariffa regolata pari all'1,89%.

Russia

Stime sullo sviluppo socio-economico 2015-2017

Il 26 settembre 2014, il Ministero dello Sviluppo Economico russo ha pubblicato le stime riguardanti lo sviluppo socio-economico per il periodo 2015-2017. Tra gli elementi principali dello scenario base rilevanti per il settore energetico:

- > IPC fine anno: 7,5% nel 2014; 5,5% nel 2015; 4,5% nel 2016; 4% nel 2017;
- > indicizzazione prezzi gas all'ingrosso in base a IPC anno precedente per 2015 e 2016; per il 2017 indicizzazione all'80% dell'IPC;
- > indicizzazione tariffe elettricità clienti domestici a IPC anno precedente +1%;
- > aggiornamento tariffe ferrovie russe +10% per il 2015; indicizzazione a IPC anno precedente per 2016 e 2017

Decreto Governativo n. 505/2014 - decisioni tariffari nel mercato di energia all'ingrosso e capacità

Il 4 giugno 2014 il Governo ha pubblicato il decreto Governativo che stabilisce il mantenimento dell'indicizzazione dei prezzi del mercato della capacità (KOM) per l'anno 2014 (pari al 6,5% in linea con l'incremento dell'IPC nel 2013) e l'eliminazione dell'indicizzazione a partire dall'anno 2015 per i prezzi del KOM e delle tariffe regolate di capacità ed energia per il 2014 e il 2015.

Divisione Energie Rinnovabili

Italia

Sbilanciamento impianti non programmabili

Il 9 giugno 2014, il Consiglio di Stato, ha confermato l'annullamento disposto dal TAR Lombardia delle delibere n. 281/2012 e n. 493/2012 con le quali l'AEEGSI aveva introdotto, a decorrere dal 1° gennaio 2013, un regime oneroso degli sbilanciamenti (differenza tra effettiva produzione immessa in rete e programma definito in esito ai mercati dell'energia) anche per le fonti rinnovabili non programmabili. Tale regime prevedeva l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento onerosi solo sull'energia sbilanciata al di sopra di una franchigia indifferenziata per fonte. La sentenza del Consiglio di Stato, pur ritenendo discriminatoria la disciplina degli sbilanciamenti introdotta con la delibera n. 281/2012, conferma la validità del principio secondo il quale anche le fonti non programmabili devono partecipare agli oneri di sbilanciamento. All'Autorità è dunque riconosciuto il compito di adottare una nuova disciplina della materia coerente con le indicazioni del Consiglio di Stato. Per effetto della sentenza, fino all'entrata in operatività della nuova regolazione, viene ripristinata l'esenzione dagli oneri di sbilanciamento riconosciuta alle fonti rinnovabili non programmabili prima dell'entrata in vigore della delibera n. 281/2012.

Incentivazioni fonti rinnovabili

Il decreto legge del 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modifiche con la legge del 21 febbraio 2014, n.9, ha introdotto due misure volte alla riduzione dell'onere di incentivazione delle fonti rinnovabili gravante sulle tariffe elettriche. La prima misura riguarda l'istituto dei prezzi minimi garantiti, al quale accedono gli impianti di piccole dimensioni (fino a 1 MW), e prevede che a decorrere dal 1° gennaio 2014 il beneficio del riconoscimento di tali prezzi sia riservato ai soli impianti non incentivati, con eccezione per gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e per gli impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW. La seconda misura introduce uno strumento volontario per distribuire nel tempo una parte degli oneri economici connessi all'incentivazione delle

fonti rinnovabili. In particolare, ai produttori rinnovabili è data facoltà di optare per un allungamento di 7 anni del periodo di incentivazione, a fronte di una riduzione dell'incentivo percepito. L'adesione alla rimodulazione consente di accedere alla fine del periodo a ulteriori eventuali incentivi per interventi di rifacimento o ricostruzione dell'impianto sullo stesso sito, che altrimenti non verrebbero riconosciuti. Gli elementi di dettaglio per l'implementazione della misura saranno definiti con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico.

Il decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, ha previsto che, a decorrere dal 1° gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 200 kW sia erogata su un periodo di incentivazione di 24 anni, anziché 20.

In alternativa, fermo restando il riconoscimento della tariffa per 20 anni, si prevede una rimodulazione temporale consistente nella riduzione della tariffa per un primo periodo – la riduzione è definita in modo da conseguire un risparmio potenziale di 600 milioni di euro nel periodo 2015-2019 – e l'incremento nel periodo successivo.

Nel caso di mancata scelta per una delle due opzioni precedenti, i produttori sopporteranno una riduzione dell'incentivo in misura pari variabile (dal 6% all'8% a seconda della taglia) sul periodo residuo di incentivazione, vale a dire fino a decorrenza del ventesimo anno di incentivazione.

Coloro che accetteranno la rimodulazione potranno usufruire di un sostegno creditizio da parte della Cassa Depositi e Prestiti, per un importo massimo pari alla differenza tra l'incentivo già spettante al 31 dicembre 2014 e l'incentivo "rimodulato".

Allo scopo di promuovere una riduzione degli oneri connessi all'incentivazione delle fonti rinnovabili a carico dei consumatori finali, il decreto legge 91 del 2014 prevede, inoltre, un meccanismo di cartolarizzazione degli incentivi pluriennali riconosciuti a impianti alimentati da fonti rinnovabili mediante un istituto finanziario europeo selezionato tramite asta competitiva. La rimodulazione degli incentivi secondo tale schema è alternativo al meccanismo di rimodulazione esposto al paragrafo precedente.

L'attuazione dello schema di cartolarizzazione è demandata all'AEEGSI e al Ministro dello Sviluppo Economico, previa verifica da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze in merito alla compatibilità degli effetti del meccanismo sui saldi di finanza pubblica ai fini del rispetto degli impegni assunti in sede europea.

Romania

Riduzione quota rinnovabili ed esenzione per grandi consumatori dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi

Il 19 marzo 2014 il Governo rumeno ha ridotto all'11,1%, rispetto al precedente 15%, la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili che riceverà i certificati verdi nel corso del 2014.

In data 11 giugno 2014 il Governo ha approvato una Decisione, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale il 4 luglio 2014, che introduce un meccanismo di esenzione dall'obbligo d'acquisto dei certificati verdi per una serie di grandi consumatori di energia elettrica. Il regime di sostegno, della durata di 10 anni e applicabile dal 1° agosto 2014, consentirà di ridurre l'obbligo in misura variabile rispetto al livello di consumo e alla spesa per energia di ciascuna impresa, fino a un valore massimo dell'85%. La disposizione è stata approvata dalla Commissione Europea il 15 ottobre 2014. La metodologia feed-in tariff per piccoli impianti è stata pubblicata il 14 luglio. ANRE ha annunciato che a partire dall'11 novembre 2014, il Mercato del Giorno Prima (Day Ahead Market) per la Slovacchia, la Repubblica Ceca, l'Ungheria e la Romania funzionerà come market coupling.

Spagna

Nuova regolazione per le fonti energetiche rinnovabili, cogenerazione e residui Regio Decreto n. 9/2013

Nell'ambito del processo di riforma del settore elettrico iniziato a luglio 2013 mediante l'adozione del Regio Decreto Legge n. 9/2013, il 6 giugno 2014, è stato approvato il Regio Decreto 413/2014 concernente la regolazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili, cogenerazione e residui. Il Decreto introduce un nuovo schema di remunerazione basato sul concetto di 'profittabilità ragionevole', pari all'andamento dei titoli di stato decennali, maggiorato di 300 punti base. Per il primo periodo regolatorio, della durata di sei anni a partire da giugno 2013, il ritorno dell'investimento dovrebbe attestarsi al 7,4% reale pre-tasse. Il nuovo schema prevede una remunerazione basata sulla vendita dell'energia al prezzo di mercato, cui si aggiunge una retribuzione annuale addizionale solo nel caso in cui il prezzo di mercato non sia sufficiente a garantire il livello di profittabilità ragionevole fissato. L'eventuale remunerazione addizionale è determinata sulla base di costi standard operativi e di investimento di un'impresa efficiente e ben gestita e per cluster di impianti. I suddetti parametri standard sono stati definiti in data 20 giugno 2014 mediante l'approvazione dell'Ordine Ministeriale IET/1045/2014. In data 8 luglio 2014 Enel Green Power ha presentato ricorso amministrativo contro il Regio Decreto n. 413/2014 e l'Ordine Ministeriale IET/1045/2014 ed è ora in attesa di ricevere da parte della Suprema Corte spagnola la documentazione relativa al procedimento amministrativo in essere. A partire da tale ultima data decorrerà quindi un termine di 20 giorni lavorativi nel quale Enel Green Power dovrà formulare le proprie domande.

Il 5 agosto 2014 è stato pubblicato l'Ordine Ministeriale IET/1459/2014 con il quale si definiscono i parametri per la remunerazione e il meccanismo di assegnazione del regime di remunerazione specifico per i nuovi impianti eolici e fotovoltaici nei sistemi elettrici extra-peninsulari.

Portogallo

Decreto legge n. 94/2014

In data 24 giugno 2014, al fine di aumentare la capacità degli impianti eolici esistenti, che possiedono condizioni tecniche e risorsa eolica adeguate, è stato pubblicato il Decreto legge n. 94/2014 che regola le condizioni di immissione in rete di una quantità di energia superiore alla potenza di connessione e la relativa remunerazione.

Francia

Legge Transizione Energetica

Il 14 ottobre 2014 è stato adottato dall'Assemblea Nazionale il disegno di legge quadro sulla transizione energetica. La legge definisce i nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti del 40% entro il 2030 - rispetto ai livelli del 1990 - e di raddoppio della quota di energie rinnovabili al 32% entro il 2030. Inoltre, il consumo di fonti fossili è previsto ridursi del 30% entro il 2050 e la quota del nucleare scendere al 50% della produzione di energia elettrica entro il 2025 rispetto all'attuale 75%.

Grecia

Legge n. 4254 - Approvazione New Deal

Il 30 marzo 2014 il Parlamento greco ha approvato la Legge n. 4254 - c.d. New Deal - con l'obiettivo di razionalizzare il conto specifico relativo alle fonti rinnovabili. Le principali modifiche introdotte e in vigore dal 1° aprile 2014 sono:

- > riduzione dei ricavi registrati nel 2013 mediante emissione di una nota di credito (10% sui ricavi da produzione eolica e mini-idro e 35-37,5% sui ricavi da produzione fotovoltaica);
- > riduzione, dal 1° aprile 2014, delle feed-in tariff (FIT) vigenti per gli impianti esistenti alla medesima data in misura pari a circa il 5% per gli impianti eolici e mini-idro e a circa il 45% per gli impianti fotovoltaici, con conseguente eliminazione della precedente Turnover Tax (in vigore fino a giugno 2014);
- > riduzione delle FIT per i nuovi impianti che entreranno in esercizio dopo il 1° aprile 2014;
- > eliminazione del meccanismo di aggiustamento delle FIT rispetto all'indice dei prezzi al consumo (precedentemente fissato al 25%);
- > estensione della validità dei PPA per 7 anni a determinate condizioni (es. tariffa fissa o quantità fissa di energia).

Brasile

Convocazioni delle prossime aste

L'asta A-5, inizialmente annunciata per il 12 settembre 2014 è stata posticipata al 28 novembre. Confermate le condizioni di assegnazione dell'asta che prevede tre prodotti con consegna a partire dal mese di gennaio 2019:

- > un prodotto di quantità per impianti idroelettrici con contratti della durata di 30 anni;
- > due prodotti di disponibilità, uno per impianti termoelettrici con contratti di 25 anni e un altro per impianti eolici e solari (con potenza maggiore o uguale a 5 MW) con contratti ventennali.

Per quanto riguarda le aste A-1, rivolte esclusivamente a impianti già operativi, una nuova asta è prevista per il 5 dicembre. I contratti in assegnazione avranno un orizzonte temporale da tre a cinque anni (tre per gli impianti termoelettrici, cinque per le altre fonti) e un inizio della fornitura al 1° gennaio 2015.

Messico

Riforma del mercato

Nel mese di agosto è stata pubblicata la normativa secondaria della Riforma Energetica. In particolare, e con specifico riferimento al settore elettrico sono state pubblicate:

- > la "*Ley de la Industria Eléctrica*" che prevede la creazione di un mercato competitivo per la generazione e di un operatore indipendente per la gestione del mercato, l'introduzione di un meccanismo di certificati di energia "*limpia*" e la definizione delle regole per il periodo di transizione precedente l'avvio ufficiale del mercato wholesale dell'energia;
- > la "*Ley de Energía Geotérmica*" che definisce uno specifico framework regolatorio per le attività di esplorazione e produzione di energia da fonti geotermiche, il meccanismo di individuazione delle aree per le concessioni e delle procedure per la loro successiva assegnazione;
- > la "*Ley de la Comisión Federal de Electricidad*" che riorganizza ruolo e struttura dell'ex monopolista pubblico dell'energia elettrica (CFE);
- > la "*Ley de Órganos Reguladores Coordinados en materia energética*" che rafforza il ruolo degli enti regolatori del mercato energetico (CRE e CNH) fornendogli autonomia tecnica e operativa.

È stato inoltre ufficialmente creato l'operatore indipendente del mercato (CENACE – *Centro Nacional de Control de la Energía*) e sono state pubblicate le linee guida per la definizione di un meccanismo di "Certificados de Energía Limpia".

Mercato Elettrico Regionale (MER)

Nel mese di settembre è stata completata l'ultimo tratto della linea di trasmissione regionale SIEPAC. Il regolatore regionale CRIE (*Comisión Regional de Interconexión Eléctrica*) ha inoltre emesso una serie di risoluzioni al fine di integrare il quadro regolatorio funzionale all'operatività della rete e in particolare:

- > Delibera P-18-2014 che definisce i criteri per il calcolo dell'energia per le transazioni internazionali;
- > Delibera P-20-2014 che stabilisce il limite minimo di capacità delle infrastrutture di trasmissione regionale (300 MW) al fine di permettere all'Operatore di Sistema (EOR - "Ente Operador Regional"), di presentare il piano di investimenti dedicato;
- > Delibera P-21-2014 che assegna all'EOR la responsabilità di monitorare e verificare i prezzi offerti sul mercato;

Guatemala

Il Ministero dell'Energia (MEM - *Ministerio de Energía y Minas*) ha presentato ad agosto i risultati dell'asta PEG-3-2013 che per la prima volta si è svolta con il meccanismo dei round successivi. L'asta prevedeva l'assegnazione di contratti di 15 anni per circa 250 MW con inizio della fornitura tra il 2017 e il 2018 e ha visto gli impianti hydro di Enel Green Power, El Canada e Palo Viejo, aggiudicarsi oltre il 10% della capacità totale (29 MW).

Ecuador

Progetto di legge organica del settore elettrico

Il 29 maggio 2014 il progetto di legge di riforma del settore elettrico elaborato dalla Commissione del senato per lo sviluppo Economico è stato discusso in prima lettura in Parlamento. Completato l'iter parlamentare, la legge verrà approvata dal Presidente della Repubblica. A seguire verrà definita la legislazione secondaria che definirà le norme di dettaglio del funzionamento del mercato elettrico.

Cile

Il Governo ha presentato in Parlamento una proposta di legge per definire un nuovo framework regolatorio relativo ai meccanismi d'asta di energia destinata ai clienti regolati. La proposta, attualmente in attesa di essere discussa in Senato, si inquadra nell'ambito dell'"*Agenda Energética para Chile*", e prevede:

- > aumento della flessibilità per alcuni contratti (estensione da tre a cinque anni per l'inizio della fornitura);
- > nuova formula per la fissazione del price cap dell'asta;
- > estensione della durata dei contratti da 15 a 20 anni.

È stato inoltre avviato il programma "Energía 2050", finalizzato a definire le linee guida della politica energetica nazionale del Paese, che prevede la partecipazione di tutti i principali stakeholder del mercato.

Colombia

Legge n. 1715 del 2014

Il 14 maggio 2014 il Presidente della Repubblica colombiana ha promulgato la legge n. 1715 finalizzata alla promozione della produzione di energia attraverso fonti energetiche rinnovabili, alla riduzione delle emissioni di gas serra e a garantire la sicurezza energetica del Paese. La legge, oltre a identificare e introdurre una serie di incentivi in materia fiscale per le fonti rinnovabili, prevede la creazione di un fondo dedicato al finanziamento degli impianti rinnovabili non convenzionali (ERNC) e all'Efficienza Energetica. Il Ministero dell'Energia ha avviato il processo per l'approvazione della normativa secondaria della legge n. 1715. La normativa di dettaglio, finalizzata alla promozione della produzione di energia attraverso fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di gas serra, dovrà essere promulgata entro il 2015.

Nord America

Meccanismi remunerativi

Il production tax credit (PTC), l'incentivo fiscale alla produzione di energia tramite fonti rinnovabili, è scaduto alla fine del 2013. Tuttavia, grazie alla previsione contenuta nell'American Taxpayer Relief Act entrato in vigore a gennaio 2013, i progetti eligibili con data di "avvio costruzione" entro il 31 dicembre 2013, hanno potuto qualificarsi per il PTC. L'Internal Revenue Service (IRS) ha pubblicato ad aprile 2013, a settembre 2013 e recentemente ad agosto 2014 ulteriori linee guida sui requisiti necessari ai fini della qualificazione. Le nuove linee guida confermano il criterio dell' "avvio costruzione" entro il 31 dicembre 2013, con maggiori dettagli operativi.

Dopo le elezioni del 4 novembre 2014, un'estensione del PTC potrebbe essere inclusa nel "tax extender", un nuovo pacchetto di incentivi federali.

L'investment tax credit, l'incentivo fiscale agli investimenti in energie rinnovabili, rimane invece applicabile agli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2016.

Proposta di regolamentazione delle centrali a combustibile fossile

Recentemente, il 2 giugno 2014 l'Environment Protection Agency (EPA) ha reso pubblica una proposta di regolamentazione, applicabile alle centrali a combustibile fossile attualmente in esercizio, che prevede, entro il 2030, una riduzione complessiva delle emissioni di CO₂ del 30% rispetto ai livelli del 2005. Per ciascuno Stato è stato stabilito uno specifico target di abbattimento per il raggiungimento del quale viene lasciata ampia flessibilità in merito a politiche e strategie. La proposta è attualmente in fase di consultazione ma l'EPA prevede l'approvazione definitiva entro giugno 2015. In tal caso gli Stati avranno tempo fino a giugno 2016 per presentare all'EPA il proprio piano di raggiungimento del target.

Sudafrica

In Sudafrica è attualmente in vigore un sistema di aste per lo sviluppo di capacità rinnovabile articolato in 5 Round, chiamato REIPPP? (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement). Il sistema mira a fare entrare in esercizio tra il 2014 e il 2020 circa 7 GW di nuova capacità. A novembre saranno annunciati i vincitori del Round 4 (1.105 MW messi all'asta, tra cui 590 MW per eolico e 400 MW per solare fotovoltaico). I vincitori potranno firmare un PPA con l'utility nazionale Eskom della durata di 20 anni. Lo sviluppo e il rafforzamento della rete per l'ingresso della nuova capacità sono in corso.

Prevedibile evoluzione della gestione

I primi nove mesi dell'anno evidenziano un quadro macroeconomico europeo ancora incerto, il che rende di difficile valutazione la stima di crescita economica per la fine dell'anno. In tale contesto prosegue il trend di debolezza della domanda di energia elettrica che evidenzia una contrazione in Italia (-2,9% dato destagionalizzato) e una leggera ripresa in Spagna (+0,3% dato destagionalizzato); le economie emergenti, al contrario, continuano a registrare tassi di crescita della domanda significativi, seppure leggermente inferiori alle attese iniziali.

Negli ultimi mesi dell'anno Enel continuerà a focalizzarsi sui mercati emergenti e nel business delle energie rinnovabili potendo far leva su un portafoglio di attività diversificato e sulla nuova struttura organizzativa più snella e orientata al business, che consentiranno di sfruttare al massimo le opportunità di creazione di valore. Inoltre, proseguirà il processo di razionalizzazione della struttura societaria già avviato attraverso operazioni di acquisto di partecipazioni minoritarie in America Latina. La riduzione del debito continuerà a essere una priorità per il Gruppo; in particolare, si prevede che a fine esercizio l'indebitamento finanziario netto si attesti in un range tra 39 e 40 miliardi di euro. Il contributo positivo derivante dalle operazioni straordinarie in corso e l'apporto del cash flow generato dall'attività operativa saranno, infatti, parzialmente compensati dal già citato effetto negativo dell'andamento dei cambi nonché dall'anticipazione, al 2014, di alcuni investimenti nelle attività rinnovabili e alcune operazioni di minority buy out già previsti nel piano industriale.

Situazione contabile consolidata

Conto economico consolidato sintetico

3° trimestre		Milioni di euro	Primi nove mesi	
2014	2013 restated		2014	2013 restated
17.974	18.549	Totale ricavi	54.075	57.836
14.145	14.603	Totale costi	42.374	45.492
(99)	(123)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(93)	(378)
3.730	3.823	MARGINE OPERATIVO LORDO	11.608	11.966
1.586	1.564	Ammortamenti e perdite di valore	4.453	4.614
2.144	2.259	RISULTATO OPERATIVO	7.155	7.352
1.075	430	Proventi finanziari	2.294	1.874
1.903	1.177	Oneri finanziari	4.798	3.884
(828)	(747)	Totale proventi/(oneri) finanziari	(2.504)	(2.010)
(4)	46	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	49	139
1.312	1.558	RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	4.700	5.481
926	588	Imposte	2.074	2.028
386	970	Risultato delle continuing operations	2.626	3.453
-	-	Risultato delle discontinued operations	-	-
386	970	RISULTATO NETTO DEL PERIODO (GRUPPO E TERZI)	2.626	3.453
272	655	Quota di interessenza del Gruppo	1.957	2.335
114	315	Quota di interessenza di terzi	669	1.118
		<i>Risultato netto del Gruppo per azione (euro) ⁽¹⁾</i>	<i>0,21</i>	<i>0,25</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	
	2014	2013 restated
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	2.626	3.453
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico:		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(450)	(158)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(8)	(6)
Variazione di fair value degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	(17)	(81)
Variazione della riserva di traduzione	334	(2.164)
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico:		
Variazione delle passività (attività) nette per benefici definiti	-	-
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(141)	(2.409)
Utile complessivo rilevato nel periodo	2.485	1.044
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	1.629	1.267
- di terzi	856	(223)

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	al 30.09.2014	al 31.12.2013 restated
ATTIVITA'		
Attività non correnti		
Attività materiali e immateriali	100.021	98.499
Avviamento	14.915	14.967
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.154	1.372
Altre attività non correnti ⁽¹⁾	14.005	13.417
Totale attività non correnti	130.095	128.255
Attività correnti		
Rimanenze	3.714	3.555
Crediti commerciali	12.819	11.415
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.758	7.873
Altre attività correnti ⁽²⁾	14.555	12.526
Totale attività correnti	38.846	35.369
Attività possedute per la vendita	116	241
TOTALE ATTIVITÀ	169.057	163.865
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		
Patrimonio netto del Gruppo	36.263	35.941
Interessenze di terzi	16.580	16.891
Totale patrimonio netto	52.843	52.832
Passività non correnti		
Finanziamenti a lungo termine	50.559	50.905
Fondi diversi e passività per imposte differite	22.445	22.443
Altre passività non correnti	3.659	3.475
Totale passività non correnti	76.663	76.823
Passività correnti		
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	10.500	7.142
Debiti commerciali	10.800	12.923
Altre passività correnti	18.248	14.125
Totale passività correnti	39.548	34.190
Passività possedute per la vendita	3	20
TOTALE PASSIVITÀ	116.214	111.033
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	169.057	163.865

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2014 rispettivamente pari a 4.689 milioni di euro (4.813 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e 178 milioni di euro (152 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2014 rispettivamente pari a 1.714 milioni di euro (2.976 milioni di euro al 31 dicembre 2013), 2.095 milioni di euro (2.510 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e 47 milioni di euro (17 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo 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 da acquisizioni di non controlling interest	Riserva da partec. valutate con metodo patr. netto	Riserve per benefici ai dipendenti	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
al 1° gennaio 2013	9.403	5.292	1.881	2.262	92	(1.253)	749	78	8	(362)	17.625	35.775	16.312	52.087
Effetto applicazione IFRS 11	-	-	-	-	11	42	-	-	(53)	-	-	-	(9)	(9)
al 1° gennaio 2013 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	103	(1.211)	749	78	(45)	(362)	17.625	35.775	16.303	52.078
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.410)	(1.410)	(501)	(1.911)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	(20)	6	-	8	-	(6)	1.740	1.734
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	(22)	-	-	-	(22)	85	63
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(847)	(219)	-	-	(2)	-	2.335	1.267	(223)	1.044
di cui:														
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(847)	(219)	-	-	(2)	-	-	(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	(744)	(1.430)	729	62	(47)	(354)	18.550	35.604	17.404	53.008
al 1° gennaio 2014	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.100)	(1.490)	721	62	(16)	(528)	19.454	35.941	16.898	52.839
Effetto applicazione IFRS 11	-	-	-	-	16	26	-	-	(42)	-	-	-	(7)	(7)
al 1° gennaio 2014 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.084)	(1.464)	721	62	(58)	(528)	19.454	35.941	16.891	52.832
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.222)	(1.222)	(581)	(1.803)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	(79)	-	-	-	(79)	-	(79)
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	(586)	(592)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	65	(373)	-	-	(20)	-	1.957	1.629	856	2.485
di cui:														
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	65	(373)	-	-	(20)	-	-	(328)	187	(141)
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.957	1.957	669	2.626
al 30 settembre 2014	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.019)	(1.837)	721	(17)	(78)	(528)	20.183	36.263	16.580	52.843

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2014	2013 restated
Risultato prima delle imposte	4.700	5.481
Rettifiche per:		
Ammortamenti e perdite di valore su attività materiali e immateriali	4.005	4.091
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse cassa ed equivalenti di cassa)	997	(153)
(Proventi)/Oneri finanziari	2.055	1.622
Variazione delle rimanenze, dei crediti e dei debiti commerciali	(3.685)	(4.837)
Interessi e altri oneri finanziari pagati e incassati	(2.249)	(2.008)
Altri movimenti	(2.893)	(1.664)
Cash flow da attività operativa (A)	2.930	2.532
Investimenti in attività materiali e immateriali	(4.012)	(3.680)
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(150)	(178)
Dismissioni di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	23	68
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	52	25
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(4.087)	(3.765)
Variazione dei debiti finanziari netti	3.462	(211)
Incassi/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest	(501)	1.740
Dividendi pagati e acconti	(1.901)	(1.866)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	1.060	(337)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	2	(185)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(95)	(1.755)
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve all'inizio del periodo ⁽¹⁾	7.900	9.768
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve alla fine del periodo ⁽²⁾	7.805	8.013

- (1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.873 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (9.726 milioni di euro al 1° gennaio 2013), "Titoli a breve" pari a 17 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (42 milioni di euro al 1° gennaio 2013) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (non presenti al 1° gennaio 2013).
- (2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.758 milioni di euro al 30 settembre 2014 (7.981 milioni di euro al 30 settembre 2013), "Titoli a breve" pari a 47 milioni di euro al 30 settembre 2014 (31 milioni di euro al 30 settembre 2013) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 0 al 30 settembre 2014 (1 milione di euro al 30 settembre 2013).

Gestione economica, patrimoniale e finanziaria

Analisi della gestione economica del Gruppo

Ricavi

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni			2014	2013 restated	Variazioni	
12.186	13.254	(1.068)	-8,1%	Vendita energia elettrica	35.434	40.120	(4.686)	-11,7%
2.296	2.394	(98)	-4,1%	Trasporto energia elettrica	6.971	7.192	(221)	-3,1%
191	220	(29)	-13,2%	Corrispettivi da gestori di rete	560	611	(51)	-8,3%
391	459	(68)	-14,8%	Contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.004	1.314	(310)	-23,6%
585	630	(45)	-7,1%	Vendita di gas naturale ai clienti finali	2.922	3.238	(316)	-9,8%
-	-	-	-	Rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	82	21	61	-
3	1	2	-	Plusvalenze da cessione attività	88	22	66	-
1.835	1.170	665	56,8%	Altri servizi, vendite e proventi diversi	7.014	5.318	1.696	31,9%
17.974	18.549	(575)	-3,1%	Totale	54.075	57.836	(3.761)	-6,5%

Nei primi nove mesi del 2014 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 35.434 milioni di euro (40.120 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e 12.186 milioni di euro nel terzo trimestre 2014), con un decremento di 4.686 e 1.068 milioni di euro rispetto ai corrispondenti periodi dell'esercizio precedente (-11,7% nei primi nove mesi e -8,1% nel terzo trimestre 2014). Tale decremento è sostanzialmente da collegare ai seguenti fattori:

- > decremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 1.525 milioni di euro (416 milioni di euro nel terzo trimestre 2014), essenzialmente connesso alle minori quantità vendute in ragione del calo della domanda di energia elettrica. In particolare, i minori ricavi conseguiti sui mercati regolati (pari a 1.639 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014 e a 328 milioni di euro nel terzo trimestre 2014) sono stati solo parzialmente compensati dai maggiori ricavi, pari a 114 milioni di euro, conseguiti sui mercati liberi nei primi nove mesi del 2014 (in decremento per 88 milioni di euro nel terzo trimestre 2014);
- > diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 631 milioni di euro (143 milioni di euro nel terzo trimestre 2014), conseguente ai minori volumi intermediati;
- > minori ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 2.521 milioni di euro (in diminuzione di 500 milioni di euro nel terzo trimestre 2014) prevalentemente connessi alla riduzione dei ricavi da vendita sulle Borse dell'energia elettrica.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano nei primi nove mesi a 6.971 milioni di euro, con un decremento di 221 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2014 sono pari a 2.296 milioni di euro registrando un decremento di 98 milioni di euro. Tale andamento in entrambe i periodi è riferibile prevalentemente ai minori ricavi relativi al trasporto di energia ai clienti finali connessi essenzialmente al decremento delle quantità vettorate.

I ricavi per **contributi ricevuti da Cassa Conguaglio e dagli altri organismi assimilati** sono pari, nei primi nove mesi del 2014 a 1.004 milioni di euro (391 milioni di euro nel terzo trimestre 2014) in diminuzione di 310 milioni di euro (68 milioni di euro nel terzo trimestre 2014) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale riduzione è da riferire sostanzialmente ai minori ricavi relativi alla generazione nell'area extrapensinsulare spagnola che risentono negativamente, oltre che delle minori quantità prodotte, anche delle modifiche interpretative, intervenute nel corso del 2014, del Regio Decreto Legge n. 9/2013 che hanno portato al mancato riconoscimento di alcuni costi sostenuti negli esercizi 2012 e 2013.

I ricavi per **vendita di gas naturale ai clienti finali** nei primi nove mesi del 2014 sono pari a 2.922 milioni di euro con un decremento di 316 milioni di euro (-9,8%), mentre nel terzo trimestre 2014 sono pari a 585 milioni di euro, in diminuzione di 45 milioni di euro (-7,1%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La riduzione nei due periodi di riferimento risente essenzialmente sia del decremento delle quantità vendute sia della riduzione 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 2014 ammontano a 82 milioni di euro (21 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013). In particolare, i proventi relativi ai primi nove mesi del 2014 si riferiscono all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo (i) dopo la perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance (50 milioni di euro) e (ii) già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Inversiones Gas Atacama (29 milioni di euro) e Buffalo Dunes Wind Project (3 milioni di euro).

Le **plusvalenze da cessione di attività** nei primi nove mesi del 2014 sono pari a 88 milioni di euro (22 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013) e sono riferibili per 82 milioni di euro all'adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia, ceduta nel quarto trimestre 2013 ed effettuato nel corso del primo trimestre del 2014 al verificarsi delle condizioni previste nella clausola di earn-out inclusa negli accordi stipulati con la parte acquirente prima del completamento della vendita.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nei primi nove mesi del 2014 a 7.014 milioni di euro (5.318 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) mentre, nel terzo trimestre 2014, sono pari a 1.835 milioni di euro (1.170 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) con un incremento di 1.696 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2013 (+31,9%) e di 665 milioni di euro (+56,8%) rispetto al terzo trimestre 2013.

La variazione, in entrambi i periodi esaminati, è dovuta principalmente all'aumento (per 1.817 milioni di euro nei primi nove mesi e per 680 milioni di euro nel terzo trimestre 2014) dei ricavi da vendita di combustibili per trading, comprensivi dei ricavi per il servizio di shipping, sostanzialmente connesso alle maggiori quantità intermedie, nonché ai maggiori contributi ricevuti per certificati ambientali (135 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014). Tale effetti positivi sono stati parzialmente compensati dal diverso ammontare riconosciuto nei due periodi a confronto (301 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013 e 63 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014), del contributo governativo concesso alla società di distribuzione argentina Edesur e inerente al *Mecanismo de Monitoreo de Costes*, nonché dai minori ricavi per contributi di allacciamento (138 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014 e 70 milioni di euro nel terzo trimestre 2014), conseguenti principalmente al decremento del numero delle connessioni effettuate sia a clienti finali che a unità di generazione.

Costi

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2014	2013 restated	Variazioni		2014	2013 restated	Variazioni	
5.741	6.704	(963)	-14,4%	16.915	20.336	(3.421)	-16,8%
1.949	1.736	213	12,3%	5.816	5.149	667	13,0%
1.212	849	363	42,8%	3.887	3.741	146	3,9%
250	167	83	49,7%	808	832	(24)	-2,9%
1.159	1.022	137	13,4%	3.377	3.395	(18)	-0,5%
3.531	3.617	(86)	-2,4%	10.791	10.819	(28)	-0,3%
1.586	1.564	22	1,4%	4.453	4.614	(161)	-3,5%
629	853	(224)	-26,3%	1.790	2.223	(433)	-19,5%
(326)	(345)	19	-5,5%	(1.010)	(1.003)	(7)	-0,7%
15.731	16.167	(436)	-2,7%	46.827	50.106	(3.279)	-6,5%

I costi per **acquisto di energia elettrica** subiscono un decremento nei primi nove mesi del 2014 di 3.421 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2013 (963 milioni di euro nel terzo trimestre 2014) con un decremento del 16,8% (-14,4% nei due trimestri a confronto). In entrambi i periodi di riferimento, tale andamento riflette principalmente l'effetto dei minori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica (2.697 e 724 milioni di euro rispettivamente nei primi nove mesi e nel terzo trimestre 2014), dei minori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali (185 e 62 milioni di euro rispettivamente nei primi nove mesi e nel terzo trimestre 2014) e dei minori costi di acquisto di energia elettrica sui mercati nazionali ed esteri connessi essenzialmente al decremento generalizzato della domanda (539 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014 e 177 milioni di euro nel terzo trimestre 2014).

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** sono pari nei primi nove mesi del 2014 a 5.816 milioni di euro, in incremento di 667 milioni di euro (+13,0%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente mentre, nel terzo trimestre 2014, ammontano a 1.949 milioni di euro, in incremento di 213 milioni di euro (+12,3%). L'aumento in entrambi i periodi di riferimento risente del mix di combustibile consumato che ha più che compensato l'effetto positivo sui costi generato dalla riduzione dei volumi di energia prodotti da fonte termoelettrica.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 3.887 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014 (1.212 milioni di euro nel terzo trimestre 2014), con un incremento di 146 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2013 e di 363 milioni di euro rispetto al valore del terzo trimestre del 2013.

I costi per **materiali** ammontano nei primi nove mesi del 2014 a 808 milioni di euro, con un decremento di 24 milioni di euro, e a 250 milioni di euro nel terzo trimestre 2014, con un incremento di 83 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Il decremento registrato nei primi nove mesi è dovuto principalmente alla riduzione degli acquisti di materiali destinati alla capitalizzazione e alla variazione delle scorte dei diritti di emissione di CO₂ che, al contrario, nel terzo trimestre 2014 hanno avuto un andamento positivo determinando un incremento di costi del periodo.

Il **costo del personale** nei primi nove mesi del 2014 è pari a 3.377 milioni di euro, registrando un decremento di 18 milioni di euro (-0,5%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Nel terzo trimestre del 2014, il costo è pari a 1.159 milioni di euro, con un incremento di 137 milioni di euro (+13,4%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. L'andamento nei primi nove mesi trova riscontro nella riduzione delle consistenze medie in Italia (-2,7%), anche a seguito dell'applicazione del piano ex art. 4 della Legge n. 92/2012 che ha altresì posto le basi per una riduzione del costo medio del personale modificando il mix contrattuale della forza lavoro. Tale effetto positivo è parzialmente compensato dall'incremento del costo medio del personale all'estero che risente negativamente dell'andamento dei tassi di cambio, nonché di alcuni fattori strutturali quali per esempio il nuovo accordo collettivo di lavoro siglato in Argentina.

Il personale del Gruppo al 30 settembre 2014 è pari a 71.333 dipendenti, di cui 36.035 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2014 si incrementa di 991 unità, per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (positivo per 895 unità) e delle variazioni di perimetro (96 unità) riconducibili all'acquisizione dell'ulteriore 50% di Inversiones Gas Atacama che ha consentito di ottenere il controllo della società (163 risorse), alla modifica nel metodo di consolidamento da integrale a proporzionale della società SE Hydropower, a valle della perdita del controllo avvenuta per effetto del cambio dell'assetto di governance (-51 risorse) e altre cessioni minori (-16 risorse).

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2014 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2013 restated	70.342
Assunzioni	4.036
Cessazioni	(3.141)
Variazioni di perimetro	96
Consistenza al 30 settembre 2014	71.333

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nei primi nove mesi del 2014 ammontano a 10.791 milioni di euro, con un decremento di 28 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2013, mentre nel terzo trimestre 2014 sono pari a 3.531 milioni di euro, registrando un decremento di 86 milioni di euro rispetto al terzo trimestre del 2013. L'andamento nei due periodi di riferimento è sostanzialmente correlato ai minori vettoramenti passivi (118 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014 e 171 milioni di euro nel terzo trimestre 2014) connessi al decremento dei consumi di energia elettrica nei principali mercati in cui il Gruppo opera, parzialmente compensati dall'incremento dei costi per godimento beni di terzi che include, tra gli altri, gli effetti della rideterminazione dei canoni per l'utilizzazione delle acque in Spagna introdotti a seguito della Legge n. 15/2012.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nei primi nove mesi del 2014 sono pari a 4.453 milioni di euro, registrando un decremento di 161 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2014 sono pari a 1.586 milioni di euro, con un incremento di 22 milioni di euro. La riduzione rilevata nei primi nove mesi del 2014 è riferibile a minori ammortamenti (per 115 milioni di euro, in parte riferibili all'estensione della vita utile effettuata a fine 2013 sugli impianti nucleari) e adeguamenti netti sul valore dei crediti commerciali (per 74 milioni di euro), i cui effetti sono solo parzialmente compensati da un incremento nelle perdite di valore (per 28 milioni di euro). Tale ultimo incremento è prevalentemente riconducibile alla svalutazione delle immobilizzazioni in corso (per 46 milioni di euro) conseguente all'abbandono del progetto di conversione della centrale di Porto Tolle da olio a carbone.

Gli **altri costi operativi** nei primi nove mesi del 2014 ammontano a 1.790 milioni di euro con un decremento di 433 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2013, mentre nel terzo trimestre 2014 ammontano a 629 milioni di euro, registrando un decremento di 224 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Il decremento registrato in entrambi i periodi di riferimento del 2014 risente dei minori accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri (164 milioni di euro nei primi nove mesi), della riduzione dell'onere relativo ai titoli di efficienza energetica in Italia, nonché della rilevazione nei primi nove mesi del 2013 di imposte e tasse (correlate principalmente alle emissioni inquinanti) introdotte in Spagna dalla *Ley n. 15/2012*. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dai maggiori costi, pari a 79 milioni di euro, relativi alla reintroduzione del *Bono social* a carico delle società elettriche spagnole.

Si evidenzia, in particolare, che i citati minori accantonamenti netti ai fondi rischi e oneri sono riferibili essenzialmente all'adeguamento positivo (63 milioni di euro) rilevato nei primi nove mesi del 2014 a valle dell'accordo transattivo formalizzato da Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche che ha previsto il pagamento da parte di Enel Distribuzione di 89 milioni di euro, nonché agli accantonamenti (125 milioni di euro) effettuati nei primi nove mesi del 2013 a fronte di contenziosi connessi a alcune acquisizioni estere effettuate negli esercizi precedenti.

Nel primi nove mesi del 2014 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.010 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre del 2014 sono pari a 326 milioni di euro con un andamento principalmente in linea con i corrispondenti periodi dell'esercizio precedente.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2014 si attesta a 2.144 milioni di euro, con un decremento di 115 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (-5,1%). Nei primi nove mesi del 2014 lo stesso risultato è pari a 7.155 milioni di euro, con un decremento di 197 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-2,7%).

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono negativi per 93 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014 (per 378 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e negativi per 99 milioni di euro nel terzo trimestre del 2014 (per 123 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2013). In particolare, gli oneri netti relativi ai primi nove mesi del 2014 sono riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 26 milioni di euro (oneri netti per 263 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013) e agli oneri netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 119 milioni di euro (115 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013).

Gli **oneri finanziari netti** subiscono un incremento di 494 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014 e di 81 milioni di euro nel terzo trimestre 2014.

Nello specifico, i proventi finanziari dei primi nove mesi del 2014 ammontano a 2.294 milioni di euro, in aumento di 420 milioni rispetto al periodo precedente. Tale variazione trova riscontro:

- > nell'aumento dei proventi da strumenti derivati (+876 milioni di euro);
- > nei minori interessi e altri proventi derivanti da attività finanziaria per 38 milioni di euro;
- > nel decremento dei proventi da partecipazioni per 71 milioni di euro, connesso essenzialmente alla rilevazione nei primi nove mesi del 2013 della plusvalenza relativa alla cessione di Medgaz (64 milioni di euro);
- > nella riduzione delle differenze positive di cambio per 156 milioni di euro;

- > nella diminuzione degli altri proventi finanziari per 191 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei minori interessi attivi rilevati dalla società argentina Edesur a fronte del contributo connesso ai programmi MMC e PUREE (33 milioni di euro), della rilevazione nel 2013 di proventi finanziari connessi all'adeguamento delle attività finanziarie per i servizi in concessione (99 milioni di euro), nonché della riduzione dei proventi da attività destinate a piani di benefici ai dipendenti (33 milioni di euro) e dalle coperture del fair value (25 milioni di euro).

Gli oneri finanziari dei primi nove mesi del 2014 ammontano invece a 4.798 milioni di euro, con un incremento di 914 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2013. L'incremento è riferibile:

- > all'aumento delle differenze negative di cambio per 994 milioni di euro;
- > all'incremento degli altri oneri finanziari per 190 milioni di euro, che include tra gli altri, l'adeguamento negativo delle attività finanziarie (113 milioni di euro) relative ai servizi in concessione a seguito della revisione tariffaria per le società brasiliane Ampla e Coelce avvenuta nei primi nove mesi del 2014, nonché il ripristino di valore (66 milioni di euro) effettuato nel 2013 relativamente al credito verso il National Nuclear Fund slovacco;
- > ai maggiori interessi e oneri su debiti finanziari per 81 milioni di euro;
- > ai minori oneri da attualizzazione fondi per 44 milioni di euro;
- > ai minori oneri su strumenti derivati per 307 milioni di euro.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi nove mesi del 2014 è positiva per complessivi 49 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2014 è negativa per 4 milioni di euro.

Le **imposte** dei primi nove mesi del 2014 ammontano a 2.074 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 44,1% (a fronte di un'incidenza del 37,0% nei primi nove mesi del 2013), mentre l'onere fiscale del terzo trimestre 2014 è stimato pari a 926 milioni di euro. La diversa incidenza fiscale tra i primi nove mesi del 2014 e il corrispondente periodo dell'esercizio precedente risente essenzialmente dell'introduzione, avvenuta alla fine del mese di settembre 2014, di una riforma tributaria in Cile che prevede l'aumento dell'aliquota d'imposta dal 20% al 27%, in maniera progressiva nei vari anni fino al 2018: la modifica ha comportato un impatto negativo, per complessivi 281 milioni di euro, derivante dall'adeguamento della fiscalità differita netta. Tale effetto è solo parzialmente compensato dal beneficio derivante dalla riduzione dell'aliquota addizionale IRES applicabile ad alcune società italiane – c.d. "Robin Hood Tax" – passata dal 10,5% al 6,5% a partire da gennaio 2014.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Attività non correnti - Euro 130.095 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2014, a 100.021 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 1.522 milioni di euro. Tale variazione è riferibile principalmente agli investimenti del periodo (4.012 milioni di euro), all'effetto delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta (positive per 522 milioni di euro e sostanzialmente riferibili ai Paesi dell'America Latina), alle variazioni nel perimetro di consolidamento (467 milioni di euro, prevalentemente connesse alle acquisizioni di Inversiones Gas Atacama, Buffalo Dunes Wind Project, Enel Green Power Solar Energy e Osage Wind, i cui effetti sono parzialmente compensati dalla perdita del controllo di SE Hydropower), dalla rimisurazione al fair value delle attività (50 milioni di euro), già

possedute dal Gruppo, in conseguenza di modifiche negli assetti di governance o di operazioni straordinarie che hanno determinato variazioni nel controllo, nonché dalla riclassifica effettuata (189 milioni di euro) dalle attività possedute per la vendita degli asset di Marcinelle Energie, essendo venuti meno i requisiti per la loro classificazione in base all'IFRS 5. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dagli ammortamenti e perdite di valore rilevati nel periodo su tali attività, pari complessivamente a 4.000 milioni di euro, e dalla classificazione ad "attività possedute per la vendita" degli immobili, impianti e macchinari (pari a 74 milioni di euro) della società Osage Wind che, in ragione delle decisioni assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce.

L'avviamento, pari a 14.915 milioni di euro, presenta un decremento di 52 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013. Tale riduzione è riferibile essenzialmente alle differenze negative di cambio rilevate sul goodwill di Enel Russia (già Enel OGK-5) in seguito al deprezzamento del rublo sull'euro nel periodo di riferimento.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, pari a 1.154 milioni di euro, si decrementano di 218 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 della partecipazione nella società spagnola Tirme e all'acquisizione del controllo delle società Inversiones Gas Atacama, Buffalo Dunes Wind Project e Enel Green Power Solar Energy, le quali, precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto, sono ora consolidate con il metodo integrale. Tale decremento è stato solo parzialmente compensato dall'adeguamento del valore connesso al risultato complessivamente positivo di pertinenza del Gruppo riferito alle società valutate con l'equity method.

Le altre attività non correnti sono pari a 14.005 milioni di euro e includono:

Milioni di euro

	al 30.09.2014	al 31.12.2013 restated	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	6.335	6.186	149	2,4%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	4.867	4.965	(98)	-2,0%
Altre attività finanziarie non correnti	1.787	1.449	338	23,3%
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	159	46	113	-
Altri crediti a lungo termine	857	771	86	11,2%
Totale	14.005	13.417	588	4,4%

L'incremento del periodo, pari a 588 milioni di euro, è dovuto sostanzialmente:

- > all'incremento registrato nelle attività per imposte anticipate pari a 149 milioni di euro. Tale differenza risente, oltre che della normale variazione derivante dalle differenze temporanee tra valori civilistici e fiscali, del riconoscimento di imposte anticipate in Cile su investimenti all'estero effettuati da parte di imprese cilene;
- > all'incremento delle altre attività finanziarie non correnti per 338 milioni di euro, da riferire essenzialmente all'aumento del fair value degli strumenti finanziari derivati (+413 milioni di euro) solo parzialmente compensato dal decremento registrato nei risconti attivi di natura finanziaria (-29 milioni di euro) e nelle altre partecipazioni (-60 milioni di euro), quest'ultimo inclusivo dell'adeguamento a fair value della partecipazione in Bayan Resources;

- > alla crescita dei crediti verso la Cassa Conguaglio del settore elettrico per 113 milioni di euro, sostanzialmente a seguito del riconoscimento dei titoli di efficienza energetica (TEE) dei primi nove mesi del 2014 non ancora accreditati sul conto di proprietà;
- > al decremento dei crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto per 98 milioni di euro, principalmente a seguito della riduzione dei crediti per il deficit del sistema elettrico spagnolo per 247 milioni di euro, solo parzialmente compensato dall'incremento dagli altri crediti finanziari a lungo termine.

Attività correnti - Euro 38.846 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 3.714 milioni di euro e presentano un incremento di 159 milioni di euro riferibile principalmente alle giacenze di gas, di combustibile nucleare e di diritti di emissione CO₂. Tale aumento è stato solo parzialmente compensato dal decremento delle giacenze di certificati verdi.

I *crediti commerciali*, pari a 12.819 milioni di euro, sono in crescita di 1.404 milioni di euro, principalmente a seguito delle minori cessioni effettuate a società di factoring nel corso del terzo trimestre 2014.

Le *altre attività correnti*, pari a 14.555 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro

	al 30.09.2014	al 31.12.2013 restated	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	3.856	5.503	(1.647)	-29,9%
Altre attività finanziarie correnti	5.729	2.794	2.935	-
Crediti tributari	1.897	1.709	188	11,0%
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.179	745	434	58,3%
Altri crediti a breve termine	1.894	1.775	119	6,7%
Totale	14.555	12.526	2.029	16,2%

L'incremento del periodo, pari a 2.029 milioni di euro, è riconducibile a:

- > un aumento per 2.935 milioni di euro delle altre attività finanziarie correnti, essenzialmente connesso alla variazione positiva del fair value degli strumenti finanziari derivati;
- > un decremento delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento per 1.647 milioni di euro, connesso principalmente, oltre che al sopracitato minor volume di crediti commerciali ceduti, alla variazione del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo per 367 milioni di euro (che risente degli incassi rilevati nei primi nove mesi del 2014 per 1.447 milioni di euro) e alla riduzione dei depositi a breve termine per 840 milioni di euro. Tale ultima variazione risente della scadenza del deposito effettuato da Enersis originariamente previsto nell'ambito dell'operazione di aumento di capitale effettuato nel 2013;
- > una crescita di 188 milioni di euro dei crediti tributari, connessa essenzialmente al versamento del primo acconto IRES e IRAP per l'anno 2014 delle società in Italia, al netto della liquidazione delle imposte relative all'esercizio 2013;
- > un incremento dei Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati per 434 milioni di euro riferibili principalmente al meccanismo di perequazione sulla distribuzione di energia elettrica;
- > un aumento di 119 milioni di euro degli altri crediti a breve termine, correlato in massima parte alla variazione positiva dei risconti attivi.

Attività possedute per la vendita - Euro 116 milioni

Includono sostanzialmente le attività valutate sulla base del presumibile valore di realizzo desumibile dallo stato attuale delle trattative, riferibili ad alcune società della Divisione Energie Rinnovabili oltre ad alcune attività residuali che, in ragione delle decisioni assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce. Il decremento del periodo risente essenzialmente della riclassifica nelle corrispondenti voci di riferimento dello stato patrimoniale delle attività di Marcinelle Energie a seguito del venir meno dei requisiti necessari per la loro classificazione in tale voce.

Patrimonio netto del Gruppo - Euro 36.263 milioni

La variazione dei primi nove mesi del 2014 del patrimonio netto di Gruppo, pari a 322 milioni di euro, risente principalmente della rilevazione dell'utile di competenza del periodo a conto economico (1.957 milioni di euro), il cui effetto è stato solo parzialmente compensato dai dividendi deliberati e distribuiti nel periodo (1.222 milioni di euro) e dal risultato netto negativo rilevato direttamente a patrimonio netto (-328 milioni di euro).

Passività non correnti - Euro 76.663 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 50.559 milioni di euro (50.905 milioni di euro al 31 dicembre 2013), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 40.637 milioni di euro (41.483 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 9.922 milioni di euro (9.422 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

I *fondi diversi e passività per imposte differite* sono pari a 22.445 milioni di euro al 30 settembre 2014 (22.443 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e includono:

- > TFR e altri benefici ai dipendenti per 3.626 milioni di euro, in diminuzione di 51 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013;
- > fondi rischi e oneri per 7.576 milioni di euro (7.971 milioni di euro al 31 dicembre 2013). In particolare, la variazione rispetto a fine 2013, pari a 395 milioni di euro, è sostanzialmente riconducibile al decremento del fondo contenzioso legale, del fondo rischi per compliance ambientali e regolatorie, nonché agli utilizzi del fondo incentivo all'esodo in Spagna e in Italia. In Italia, l'utilizzo di tale fondo risente degli effetti derivanti dall'applicazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012;
- > passività per imposte differite che ammontano a 11.243 milioni di euro (10.795 milioni di euro al 31 dicembre 2013), con un incremento netto pari a 448 milioni di euro che riflette in gran parte l'adeguamento della fiscalità differita conseguente all'aumento progressivo dell'aliquota fiscale previsto dalla nuova riforma tributaria in Cile.

Le *altre passività non correnti*, sono pari a 3.659 milioni di euro (3.475 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e si incrementano di 184 milioni di euro, essenzialmente per effetto della variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati e dell'incremento degli altri debiti.

Passività correnti - Euro 39.548 milioni

I *finanziamenti a breve termine e le quote correnti di finanziamenti a lungo termine* aumentano di 3.358 milioni di euro, passando da 7.142 milioni di euro di fine 2013 a 10.500 milioni di euro al 30 settembre 2014. Tale variazione tiene conto del decremento dei debiti bancari a breve termine per 759 milioni di euro, che è stato più che compensato dall'incremento della quota a breve dei prestiti obbligazionari per

2.329 milioni di euro, delle commercial paper per 1.660 milioni di euro e degli altri debiti finanziari per 128 milioni di euro.

I *debiti commerciali*, pari a 10.800 milioni di euro (12.923 milioni di euro al 31 dicembre 2013), sono in diminuzione di 2.123 milioni di euro.

Le *altre passività correnti*, pari a 18.248 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro				
	al 30.09.2014	al 31.12.2013 restated	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.617	1.563	54	3,5%
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	4.116	3.312	804	24,3%
Passività finanziarie correnti	6.487	4.040	2.447	60,6%
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	539	664	(125)	-18,8%
Debiti tributari	2.439	1.249	1.190	95,3%
Altri	3.050	3.297	(247)	-7,5%
Totale	18.248	14.125	4.123	29,2%

La variazione del periodo, pari a 4.123 milioni di euro, è essenzialmente dovuta a un incremento delle passività finanziarie correnti pari a 2.447 milioni di euro, ed è riconducibile in massima parte:

- > alla variazione negativa del fair value degli strumenti finanziari derivati che è stata in parte compensata dal decremento dei ratei passivi aventi natura finanziaria;
- > a un aumento dei debiti tributari pari a 1.190 milioni di euro, sostanzialmente correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo al netto dei pagamenti di imposte effettuati;
- > a un incremento dei debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati per 804 milioni di euro principalmente a seguito dell'introduzione e dell'aumento di alcune componenti tariffarie.

Passività possedute per la vendita – Euro 3 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 30.09.2014	al 31.12.2013 restated	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	100.021	98.499	1.522	1,5%
- avviamento	14.915	14.967	(52)	-0,3%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.154	1.372	(218)	-15,9%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(856)	(1.209)	353	-29,2%
Totale attività immobilizzate nette	115.234	113.629	1.605	1,4%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	12.819	11.415	1.404	12,3%
- rimanenze	3.714	3.555	159	4,5%
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(2.937)	(2.567)	(370)	-14,4%
- altre attività/(passività) correnti nette	(4.612)	(4.535)	(77)	-1,7%
- debiti commerciali	(10.800)	(12.923)	2.123	-16,4%
Totale capitale circolante netto	(1.816)	(5.055)	3.239	-64,1%
Capitale investito lordo	113.418	108.574	4.844	4,5%
Fondi diversi:				
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.626)	(3.677)	51	-1,4%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(12.484)	(12.580)	96	-0,8%
Totale fondi diversi	(16.110)	(16.257)	147	-0,9%
Attività nette possedute per la vendita	113	221	(108)	-48,9%
Capitale investito netto	97.421	92.538	4.883	5,3%
Patrimonio netto complessivo	52.843	52.832	11	0,0%
Indebitamento finanziario netto	44.578	39.706	4.872	12,3%

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2014 è pari a 97.421 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.843 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 44.578 milioni di euro. Quest'ultimo al 30 settembre 2014 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,84 (0,75 al 31 dicembre 2013).

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro				
	al 30.09.2014	al 31.12.2013 restated	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	8.164	7.873	291	3,7%
- obbligazioni	40.637	41.483	(846)	-2,0%
- debiti verso altri finanziatori	1.758	1.549	209	13,5%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>50.559</i>	<i>50.905</i>	<i>(346)</i>	<i>-0,7%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(4.867)	(4.965)	98	2,0%
Indebitamento netto a lungo termine	45.692	45.940	(248)	-0,5%
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.018	1.750	(732)	-41,8%
- altri finanziamenti a breve verso banche	91	118	(27)	-22,9%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.109</i>	<i>1.868</i>	<i>(759)</i>	<i>-40,6%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	4.977	2.648	2.329	88,0%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	284	260	24	9,2%
Commercial paper	3.862	2.202	1.660	75,4%
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	223	119	104	87,4%
Altri debiti finanziari a breve termine	45	45	-	0,0%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>9.391</i>	<i>5.274</i>	<i>4.117</i>	<i>78,1%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.714)	(2.976)	1.262	42,4%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(127)	(263)	136	51,7%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.725)	(1.720)	(5)	-0,3%
Altri crediti finanziari a breve termine	(243)	(527)	284	53,9%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(7.805)	(7.890)	85	1,1%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(11.614)</i>	<i>(13.376)</i>	<i>1.762</i>	<i>13,2%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(1.114)	(6.234)	5.120	82,1%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	44.578	39.706	4.872	12,3%
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	(2)	(10)	8	80,0%

L'**indebitamento finanziario netto** è pari a 44.578 milioni di euro al 30 settembre 2014, in incremento di 4.872 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013.

In particolare, l'**indebitamento finanziario netto a lungo termine** evidenzia un decremento di 248 milioni di euro, quale saldo del decremento dei crediti finanziari a lungo termine di 98 milioni di euro e del decremento del debito lordo a lungo termine di 346 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce, si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 8.164 milioni di euro, evidenziano un incremento di 291 milioni di euro dovuto principalmente al maggior utilizzo (per 220 milioni di euro) di linee di credito a lungo termine da parte di Slovenské elektrárne;
- > le obbligazioni, pari a 40.637 milioni di euro, registrano un decremento di 846 milioni di euro rispetto a fine 2013, principalmente per effetto:

- delle riclassifiche nella parte a breve della quota corrente dei prestiti obbligazionari, tra cui 1.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA in scadenza nel mese di gennaio 2015, 1.300 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel SpA in scadenza nel mese di gennaio 2015, 1.250 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International in scadenza nel mese di giugno 2015 e 200 milioni di dollari statunitensi relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Endesa Chile in scadenza nel mese di agosto 2015;
- delle nuove emissioni effettuate nel corso dei primi nove mesi del 2014, tra cui si evidenziano le emissioni di strumenti finanziari ibridi da parte di Enel SpA (1.000 milioni di euro a tasso fisso 5%, con scadenza 15 gennaio 2025 con opzione call al 15 gennaio 2020 e 500 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 6,625%, con scadenza 15 settembre 2026 con opzione call al 15 settembre 2021) e alcune emissioni obbligazionarie effettuate in America Latina (400 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 4,25%, con scadenza nel 2024, 589 milioni di pesos colombiani a tasso variabile con scadenze tra il 2020 e il 2030, 260 milioni di soles peruviani a tasso fisso, con scadenze fino al 2023 e 94 milioni di real brasiliani a tasso variabile, con scadenza nel 2019);
- degli effetti derivanti dall'apprezzamento dell'euro nei confronti delle altre valute in cui sono denominati i prestiti obbligazionari, pari a 1.059 milioni di euro.

L'**indebitamento netto a breve termine** evidenzia una posizione creditoria di 1.114 milioni di euro al 30 settembre 2014 ed è in incremento di 5.120 milioni di euro rispetto a fine 2013, quale risultante di un decremento dei debiti bancari a breve termine per 759 milioni di euro, dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine (inclusivi dei prestiti obbligazionari) per 4.117 milioni di euro, delle minori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 1.762 milioni di euro.

In particolare, l'indebitamento bancario a breve termine evidenzia un decremento di 759 milioni di euro rispetto a fine 2013, principalmente per effetto del rimborso da parte di Slovenské elektrárne di linee di credito revolving a un pool di banche per 800 milioni di euro, compensato dalla riclassifica nella quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine. Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 9.391 milioni di euro, sono incluse le emissioni di commercial paper, in capo a Enel Finance International, International Endesa, Endesa Capital per complessivi 3.862 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 4.977 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 1.725 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 223 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine, pari a 11.614 milioni di euro, in decremento di 1.762 milioni di euro rispetto a fine 2013, principalmente a seguito del decremento della quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine per 1.262 milioni di euro, dei crediti per operazioni di factoring per 136 milioni di euro, di altri crediti finanziari a breve termine per 284 milioni di euro, delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 85 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 5 milioni di euro.

Con riferimento ai contratti di finanziamento si segnala che, in data 18 marzo 2014, è stata cancellata anticipatamente da parte di Enel SpA ed Enel Finance International la linea di credito di 10 miliardi di

euro in scadenza nel mese di aprile 2015 ed è stata sostituita con una linea di credito revolving dell'importo di 9.440 milioni di euro avente scadenza ad aprile 2018. Inoltre, si segnala che al 30 settembre 2014, le linee di credito committed stipulate da Enel SpA ed Enel Finance International non risultano utilizzate.

Inoltre, si evidenzia la rinegoziazione da parte di Enel SpA della linea di credito revolving bilaterale per un importo pari a 550 milioni di euro, con scadenza 24 aprile 2018, in sostituzione di linee di credito di 400 milioni di euro con scadenza nel mese di luglio 2015.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** nei primi nove mesi del 2014 è pari a 2.930 milioni di euro, in aumento di 398 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente in conseguenza del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto legato principalmente all'effetto cambi sulle attività e passività espresse in valuta diversa dall'euro nei due periodi di riferimento, parzialmente compensato dal decremento del risultato operativo.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nei primi nove mesi del 2014 ha assorbito liquidità per 4.087 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2013 aveva assorbito liquidità per complessivi 3.765 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 4.012 milioni di euro, si incrementano di 332 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente prevalentemente per effetto dell'incremento degli investimenti nelle tecnologie rinnovabili.

Nei primi nove mesi del 2014, gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 150 milioni di euro e si riferiscono all'acquisizione dell'ulteriore 50% della società Inversiones Gas Atacama, società cilena operante nel trasporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica, all'acquisizione dell'ulteriore 26% di Buffalo Dunes (a valle della quale la società risulta ora detenuta nella misura del 75%), all'acquisizione del 100% di Aurora Distributed Solar, società operante nello sviluppo di impianti solari, all'acquisizione dell'ulteriore 50% della società Enel Green Power Solar Energy, società italiana attiva nello sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti fotovoltaici, all'acquisizione del 100% della società Osage Wind, società titolare di un progetto eolico in Nord America, nonché ad alcuni acconti versati a titolo di futuro acquisto di partecipazioni minori.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 23 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014 e si riferiscono interamente alla cessione di alcune società minori della Divisione Energie Rinnovabili.

La liquidità generata dalle altre attività di investimento nei primi nove mesi del 2014, pari a 52 milioni di euro, è essenzialmente correlata ai disinvestimenti ordinari del periodo.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha generato liquidità per complessivi 1.060 milioni di euro, mentre nell'analogo periodo del 2013 aveva assorbito liquidità per 337 milioni di euro. In particolare, nei primi nove mesi del 2014, l'effetto positivo derivante dalle nuove emissioni di strumenti ibridi è stato solo parzialmente compensato dal fabbisogno connesso al pagamento dei dividendi alle minoranze azionarie del Gruppo e agli esborsi effettuati per acquisire minoranze azionarie. In particolare, questi ultimi hanno riguardato l'acquisizione dell'ulteriore quota del 15,18% della società brasiliana Coelce (180 milioni di euro) e dell'ulteriore quota del 39% (321 milioni di euro) di Generandes Perú (già controllata attraverso una partecipazione del 61%), società che controlla, con una quota del 54,20%, Edegel, società operante nella generazione di energia elettrica in Perú.

Pertanto, nei primi nove mesi del 2014, il cash flow generato dall'attività operativa per 2.930 milioni di euro e quello generato all'attività finanziaria per 1.060 milioni di euro hanno in buona parte fronteggiato il fabbisogno legato all'attività di investimento pari a 4.087 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2014 risultano pari a 7.805 milioni di euro a fronte di 7.900 milioni di euro di fine 2013.

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 Vendita di energia per uso proprio
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 Vendita di energia per uso proprio
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 Vendita di energia per uso proprio
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 Vendita di energia per uso proprio
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 Vendita di energia per uso proprio
Gruppo Poste Italiane	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi di postalizzazione Vendita di energia per uso proprio

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 il gas e il sistema idrico.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti:

Milioni di euro

	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Ricavi	Costi	Proventi/Oneri netti da gestione commodity	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Imprese a controllo congiunto e collegate							
3SUN	23	-	10	32	-	1	-
Hydro Dolomiti Enel	41	28	3	50	-	-	-
GNL Chile	31	16	-	161	-	-	-
Altre minori	25	24	24	27	-	16	21
Totale imprese a controllo congiunto e collegate	120	68	37	270	-	17	21
Parti correlate:							
Acquirente Unico	1	698	-	3.282	18	-	-
GME	327	272	2.300	1.302	-	-	-
Terna	578	601	807	1.497	37	-	-
GSE	234	1.072	474	4	-	-	-
Poste Italiane	-	54	-	85	-	-	-
Eni	30	125	829	843	-	-	-
Altre	111	100	98	62	-	1	1
Totale parti correlate	1.281	2.922	4.508	7.075	55	1	1
TOTALE	1.401	2.990	4.545	7.345	55	18	22

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* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nei primi nove mesi del 2014 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 30.09.2014	al 31.12.2013	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	5.003	5.685	(682)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	47.967	42.181	5.786
- acquisti di combustibili	77.460	55.789	21.671
- forniture varie	2.006	2.176	(170)
- appalti	2.083	2.001	82
- altre tipologie	2.699	2.696	3
Totale	132.215	104.843	27.372
TOTALE IMPEGNI E GARANZIE	137.218	110.528	26.690

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 settembre 2014 a 47.967 milioni di euro, di cui 22.700 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2014-2018, 8.943 milioni di euro relativi al periodo 2019-2023, 4.478 milioni di euro al periodo 2024-2028 e i rimanenti 11.846 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 2014 a 77.460 milioni di euro, di cui 32.609 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2014-2018, 24.280 milioni di euro relativi al periodo 2019-2023, 13.088 milioni di euro al periodo 2024-2028 e i rimanenti 7.483 milioni di euro con scadenza successiva.

Passività e attività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 a cui si rinvia per maggiori dettagli, 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

In data 10 luglio 2014 è stata depositata la sentenza che ha previsto la condanna degli imputati, in solido con Enel/Enel Produzione, a risarcire una somma complessiva di 312.500 euro, oltre 55.000 euro per spese legali. Quanto al Ministero, la domanda di quantificazione delle pretese risarcitorie è stata dichiarata inammissibile per le preclusioni intervenute nel corso del processo penale, nel mentre è stata disposta una condanna risarcitoria generica con danno da liquidarsi in separato giudizio e spese legali compensate.

All'udienza del 31 marzo 2014, il Tribunale in composizione collegiale ha pronunciato la sentenza, di primo grado, di assoluzione di tutti gli imputati in relazione al reato di omissione dolosa di cautele antinfortunistiche. Inoltre, ha assolto gli imputati anche per il reato di disastro doloso con l'eccezione dei due ex Amministratori Delegati di Enel SpA (per i quali è stata comunque esclusa l'aggravante prevista quando il disastro effettivamente si verifica). Gli stessi ex Amministratori Delegati sono stati poi condannati al risarcimento del danno da determinarsi in separato giudizio civile con riconoscimento di una provvisoria quantificata complessivamente in 410.000 euro e al pagamento delle spese processuali in favore delle parti civili rimaste costituite. La motivazione è stata depositata a fine settembre 2014.

Centrale Termoelettrica di Brindisi Sud – Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel

Nell'ambito di detto procedimento sono state presentate le richieste delle parti civili costituite, tra le quali la Provincia e il Comune di Brindisi, per il pagamento di una somma complessiva di circa 1,4 miliardi di euro. È attualmente in corso il dibattimento, giunto alle udienze per l'esame dei testi e dei consulenti tecnici.

Contenzioso BEG

La Corte Europea dei Diritti dell'Uomo (CEDU), alla quale Enelpower ed Enel SpA presentarono ricorso per violazione del diritto all'equo processo e del principio di legalità da parte della Repubblica di Albania, ha dichiarato il ricorso non ricevibile. Il provvedimento ha natura meramente procedurale e non comporta alcun esame o valutazione del merito della vicenda.

Successivamente Albania BEG Ambient Shpk ha convenuto Enel SpA ed Enelpower dinanzi al tribunale dello Stato di New York per ottenere il riconoscimento nello Stato di New York della sentenza albanese. Enel SpA ed Enelpower svolgendo le proprie difese, contestano sotto ogni profilo la fondatezza delle domande avversarie e hanno attivato ogni iniziativa a tutela dei propri interessi. In data 22 aprile 2014, a seguito di un'istanza di Enel ed Enelpower, il giudice ha revocato l'ordine emesso in precedenza *inaudita altera parte* nei confronti delle due società, che disponeva l'astensione dal compiere atti di disposizione dei beni dalle stesse posseduti nei limiti dell'importo di circa 600 milioni di dollari statunitensi. Il procedimento è pendente e nessun provvedimento neppure preliminare è stato assunto da detto Tribunale.

Il 2 giugno 2014 Albania BEG Ambient Shpk ha ottenuto un sequestro conservativo dal Tribunale dell'Aja sulla base di un provvedimento cautelare emesso *inaudita altera parte* per somme fino a 440 milioni di euro presso alcune entità e il pignoramento delle azioni di due società controllate da Enel SpA in tale

Paese. Enel SpA ed Enelpower si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa e in data 1° luglio 2014, il giudice olandese – accogliendo le ragioni di Enel ed Enelpower – ha rideterminato provvisoriamente il valore della causa in circa 25 milioni di euro e ha disposto la cancellazione delle misure cautelari concesse previo rilascio di una garanzia bancaria per il valore di 25 milioni di euro da parte di Enel ed Enelpower. Enel ed Enelpower hanno impugnato tale decisione e, a oggi, non è stata rilasciata alcuna garanzia bancaria.

Il 3 luglio 2014, Albania BEG Ambient Shpk ha richiesto un secondo sequestro conservativo *inaudita altera parte*. A seguito dell'udienza tenutasi il 28 agosto 2014, il Tribunale dell'Aja ha concesso, in data 18 settembre 2014, un provvedimento cautelare per la somma di 425 milioni di euro. Enel ed EnelPower hanno presentato impugnativa avverso tale provvedimento.

A fine luglio 2014, Albania BEG Ambient Shpk ha avviato il procedimento per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda. Albania BEG Ambient Shpk ha altresì iniziato procedimenti in Irlanda e in Lussemburgo per far riconoscere in questi due Paesi la pronuncia del Tribunale di Tirana. Entrambi in procedimenti si trovano nelle fasi iniziali.

Enel SpA ed Enelpower SpA svolgendo le proprie difese contestano le domande di Albania BEG Ambient Shpk.

Contenzioso Josel - Spagna

In data 16 luglio 2014 è stata notificata la decisione con la quale il *Tribunal Supremo* ha accolto il ricorso presentato da Josel in data 19 marzo 2012 in merito alla pronuncia dell'*Audiencia Provincial de Palma de Mallorca*. In considerazione del fatto che l'immobile oggetto del contenzioso è oggi di proprietà di un soggetto terzo (il Comune di Palma de Mallorca) e non essendo pertanto possibile eseguire quanto disposto nella sentenza (restituzione dell'immobile) è intenzione di Endesa Distribución depositare opposizione all'esecuzione della sentenza. La stessa società ha inoltre avviato un'azione di nullità (*incidente de nulidad*) della sentenza stessa.

Contenzioso Cien - Brasile

Tractebel ha manifestato stragiudizialmente l'intenzione di acquisire il 30% della linea di interconnessione interessata.

A marzo 2014 il giudice, accogliendo l'istanza di CIEN, ha disposto la sospensione del procedimento in considerazione dell'esistenza di un altro contenzioso pendente tra le stesse parti.

Le difese di CIEN nell'ambito del procedimento con Furnas sono analoghe a quelle utilizzate nel precedente caso. Le domande di Furnas sono state respinte dalla Corte di Primo grado con decisione dell'agosto 2014.

Centrale Bocamina - Cile

In relazione alla centrale di Bocamina, sono sorte alcune tematiche di natura ambientale. In particolare, nel mese di agosto 2014, la *Superintendencia de Medio Ambiente* (SMA) ha imposto a Endesa Chile alcune penali per un ammontare complessivo di circa 8 milioni di dollari statunitensi, a chiusura del procedimento sanzionatorio per una serie di presunte infrazioni in materia ambientale. Avverso tale decisione Endesa Chile ha presentato ricorso dinnanzi al *Tribunal Ambiental de Valdivia*. Inoltre, vari oppositori alla centrale (es. pescatori) hanno presentato sette *Recursos de Protección* contro il funzionamento della centrale, dei quali uno si è concluso favorevolmente, uno è stato dichiarato inammissibile e gli altri cinque sono in corso di svolgimento. Nell'ambito di uno di questi ricorsi, nel mese di dicembre 2013 la Corte d'Appello (competente a giudicare in primo grado questa tipologia di azioni) ha concesso la misura cautelare richiesta dagli istanti, ordinando di bloccare le attività del gruppo II della

centrale di Bocamina. Nel mese di maggio 2014 la Corte d'Appello ha disposto che la misura cautelare di chiusura del gruppo II verrà revocata quando la sentenza stessa sarà passata in giudicato. Gli oppositori alla centrale hanno presentato impugnazione e pertanto il gruppo II si trova attualmente fermo in attesa della decisione della Corte Suprema.

Arbitrati SAPE (già Electrica) - Romania

In data 29 settembre 2014, SAPE ha notificato a Enel ed Enel Investment Holding un'ulteriore domanda di arbitrato presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di pagamento di circa 500 milioni di euro (oltre interessi) in relazione all'esercizio da parte di SAPE di un'opzione put prevista nel Privatization Agreement e relativa a una quota pari al 13,57% delle azioni detenute da SAPE nelle società Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia.

Il procedimento si trova nelle fasi iniziali.

Arbitrato LaGeo

In data 16 settembre 2014 la Corte di Cassazione ha confermato il giudizio espresso dalla Corte d'Appello di Parigi con sentenza dell'8 gennaio 2013.

Da notizie di stampa si è venuti a conoscenza della presentazione alla *Sala Amministrativa* della Corte Suprema di El Salvador di una domanda di nullità del patto parasociale, notificata alla sola CEL. Enel Green Power ha chiesto quindi di essere ammessa nel giudizio, con riserva di ripetizione dei danni anche sulla base delle garanzie prestate dalla controparte in occasione della stipula del patto parasociale, ma nonostante ciò non ha ricevuto alcuna notifica.

Il Procuratore Generale della Repubblica ha presentato, pertanto, appello contro questa decisione e il Giudice di secondo grado, in riforma della prima decisione, ha stabilito che il sequestro nei confronti dei responsabili civili dovrà essere limitato a quanto richiesto agli imputati che gli stessi sono chiamati a garantire. Il giudice ha inoltre ribadito la necessità di effettuare regolarmente le notifiche a Enel Green Power affinché le misure possano essere valide nei suoi confronti.

Il Tribunale di rinvio, investito del relativo giudizio su richiesta del Procuratore generale della Repubblica, ha – ad avviso di Enel Green Power – ecceduto i limiti assegnati dal Giudice di secondo grado adottando il provvedimento cautelare – anticipato attraverso la stampa locale – senza chiamare Enel Green Power in giudizio e ammettendo un sequestro nei confronti di Enel Green Power El Salvador e di Enel Green Power per un controvalore di circa 687 milioni di euro ciascuno. Tale decisione è stata assunta senza permettere a Enel Green Power di svolgere le sue difese in giudizio e malgrado i dipendenti per i quali i responsabili civili sono chiamati a rispondere siano oggetto di un sequestro di soli 8 milioni di dollari. Il valore del sequestro, inoltre, non ha alcuna attinenza con quello di LaGeo o degli asseriti danni arrecati al sistema salvadoregno.

Enel Green Power, attesa l'illegittimità di questi nuovi provvedimenti e la chiara strategia delle autorità del Paese contro i propri investimenti, ha chiesto al Tribunale arbitrale del ISCID – nell'ambito del giudizio già avviato ad agosto del 2013 – di adottare una misura cautelare di sospensione della giurisdizione salvadoregna sul caso.

Contenziosi fiscali in Brasile

Gli Stati di Rio de Janeiro e di Ceará hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Ampla Energia e Serviços (per gli anni 1996-1999 e 2007-2012) e alla società Companhia Energética do Ceará (per gli anni 2003, 2004 e 2006-2009), contestando la detrazione dell'*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (ICMS) relativa all'acquisto di alcune immobilizzazioni. Le società hanno

impugnato gli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo che i beni, la cui acquisizione ha generato l'ICMS, sono destinati all'attività di distribuzione di energia elettrica. Il valore complessivo delle cause al 30 settembre 2014 è di circa 61 milioni di euro.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Evoluzione del progetto di riassetto delle attività nella Penisola iberica e in America Latina

In data 7 ottobre 2014, nell'ambito dell'aggiornamento del proprio piano industriale, il Consiglio di Amministrazione di Endesa ha esaminato e approvato:

- > la distribuzione di un ulteriore dividendo straordinario in contanti, sotto forma di acconto dividendo sugli utili dell'esercizio 2014, pari a 6,0 euro per azione, per un ammontare complessivo di 6.353 milioni di euro, al fine di conseguire una più equilibrata ed efficiente struttura patrimoniale della società. Tale dividendo straordinario si aggiunge a quello – già comunicato al mercato lo scorso 17 settembre e sottoposto all'approvazione dell'Assemblea degli azionisti di Endesa convocata per il 21 ottobre 2014 – di 7,795 euro per azione, per un ammontare complessivo di 8.253 milioni di euro, legato alla vendita a Enel Energy Europe della partecipazione del 60,62% posseduta direttamente e indirettamente da parte di Endesa nel capitale della cilena Enersis SA ("Enersis");
- > una nuova politica di dividendi riferita agli esercizi 2014-2016, che – alla luce dell'elevata generazione di cassa prevista da parte di Endesa – prevede:
 - per quanto riguarda l'esercizio 2014, la distribuzione – in aggiunta ai sopracitati dividendi straordinari – di un dividendo ordinario in contanti pari a 0,76 euro per azione, per un ammontare complessivo di circa 800 milioni di euro, da mettere in pagamento nel corso del 2015;
 - per quanto riguarda gli esercizi 2015 e 2016, l'obiettivo di un incremento dell'indicato dividendo ordinario in contanti di 0,76 euro per azione nella misura di almeno il 5% su base annua;
 - il pagamento degli indicati dividendi ordinari in due soluzioni, nel corso dei mesi di gennaio e luglio, in linea con quanto praticato dai principali competitor.

Successivamente, nella riunione del 21 ottobre 2014, l'Assemblea degli azionisti di Endesa, ha approvato la proposta vincolante presentata dal Consiglio di Amministrazione della stessa Endesa con oggetto:

- > l'acquisto da parte di Enel Energy Europe della partecipazione del 60,62% posseduta direttamente e indirettamente da parte della stessa Endesa nel capitale della cilena Enersis per un corrispettivo complessivo pari a euro 8.252,9 milioni di euro;
- > la distribuzione da parte di Endesa di un dividendo straordinario in contanti per un ammontare complessivo di euro 8.252.972.752,02 (pari a euro 7,795 per azione), di importo sostanzialmente equivalente al corrispettivo pattuito a favore della stessa Endesa per la indicata vendita a Enel Energy Europe del 60,62% del capitale di Enersis.

A tale dividendo si aggiunge l'ulteriore dividendo straordinario in contanti, sotto forma di acconto dividendo sugli utili dell'esercizio 2014, di 6,0 euro per azione, per un ammontare complessivo di 6.352,5 milioni di euro. Entrambe i dividendi sono stati messi in pagamento il 29 ottobre 2014 essendo avvenuta la citata vendita della partecipazione posseduta da Endesa in Enersis.

Infine, in data 4 novembre 2014, il Consiglio di Amministrazione ha inoltre deliberato l'avvio del collocamento sul mercato di una quota del capitale sociale di Endesa da parte di Enel Energy Europe. L'ammontare iniziale oggetto di offerta sarà pari al 17% del capitale sociale di Endesa, potendo raggiungere un massimo del 22%, inclusa in ogni caso l'opzione greenshoe (che prevede che i Joint Global Coordinator possano acquistare un massimo del 15% del numero di azioni oggetto dell'offerta). Con il via libera al predetto collocamento, che si inquadra nel progetto di riassetto delle attività del

Gruppo Enel nella Penisola iberica, Enel intende valorizzare la partecipazione posseduta da Enel Energy Europe in Endesa e superare l'attuale situazione di limitata liquidità del titolo Endesa.

Si segnala che in data 6 novembre 2014, l'Autorità spagnola *Comisión Nacional del Mercado de Valores* ("CNMV") ha approvato la pubblicazione del prospetto informativo relativo al sopraccitato collocamento, così articolato:

- > un'offerta pubblica di vendita (OPV) in Spagna rivolta agli investitori retail, che rappresenti il 15% dell'ammontare dell'Offerta Iniziale (al netto dell'opzione greenshoe), con la possibilità che una parte delle azioni inizialmente destinate all'Offerta istituzionale confluiscono nell'OPV (c.d. "clawback"), elevando l'ammontare di quest'ultima fino a un massimo del 30% dell'Offerta Iniziale e del 23,27% dell'Offerta Massima (sempre al netto dell'opzione greenshoe). L'OPV ha avuto inizio in data 7 novembre e terminerà mercoledì 19 novembre 2014, salvo chiusura anticipata. Il prezzo massimo a cui verranno collocate le azioni di Endesa nell'ambito dell'OPV è stato fissato in misura pari a 15,535 euro per azione, valore corrispondente al più elevato tra i prezzi di chiusura del titolo Endesa registrati sulla Borsa spagnola tra il 29 ottobre e il 5 novembre 2014. Il prezzo definitivo dell'OPV sarà il minore tra il suddetto prezzo massimo e il prezzo che sarà fissato nell'ambito dell'Offerta istituzionale. Nell'ambito dell'OPV è contemplato un meccanismo di incentivazione (c.d. "bonus share"), che prevede l'attribuzione gratuita di 1 azione Endesa ogni 40 azioni acquistate durante l'OPV e conservate ininterrottamente per 12 mesi dalla data di pagamento. È inoltre previsto un meccanismo di allocazione preferenziale delle azioni oggetto dell'OPV in favore di coloro che risultavano azionisti di Endesa al 5 novembre 2014;
- > un'offerta rivolta a investitori istituzionali spagnoli e internazionali, che si prevede rappresenti l'85% dell'ammontare dell'Offerta Iniziale (al netto dell'opzione greenshoe e salvo il clawback con l'OPV), avrà inizio giovedì 13 novembre e terminerà giovedì 20 novembre 2014, salvo chiusura anticipata. Il prezzo delle azioni oggetto dell'Offerta istituzionale sarà determinato in data 20 novembre 2014, sentiti i Joint Global Coordinator, tenendo in considerazione, tra l'altro, la quantità e la qualità degli ordini pervenuti nell'ambito della stessa Offerta istituzionale, nonché la quantità della domanda complessiva riferita all'Offerta Globale e le condizioni di mercato.

È previsto che l'allocazione definitiva delle azioni oggetto dell'Offerta Globale sia effettuata venerdì 21 novembre 2014, mentre il pagamento e la consegna delle azioni sono previsti per mercoledì 26 novembre 2014.

Protocollo d'intesa con Bank of China

In data 14 ottobre 2014, Enel ha sottoscritto un protocollo d'intesa con l'istituto finanziario Bank of China, leader nel settore bancario cinese; tale protocollo prevede l'effettuazione di una valutazione congiunta riguardo a future, potenziali operazioni finanziarie nell'arco dei prossimi cinque anni. In particolare, Bank of China si dichiara disponibile ad assicurare, mediante la sua sede e la sua struttura globale, potenziali linee di credito per un ammontare complessivo fino a 1 miliardo di euro, soggette a una valutazione congiunta con Enel. Gli strumenti che potranno essere utilizzati includono prestiti, aperture di credito, così come project e trade finance e, se impiegati, saranno finalizzati a un parziale finanziamento di progetti del Gruppo Enel sia in Cina che al di fuori della Cina. In più, basandosi sulla sua esperienza nel mercato valutario in renminbi, la Bank of China fornirà i propri servizi di consulenza a Enel per le operazioni di quest'ultima in tale mercato. Enel considera a sua volta Bank of China come partner strategico per le operazioni globali denominate in renminbi e prenderà in considerazione la possibilità di utilizzare il renminbi come valuta di base per le sue operazioni con Bank of China. Altri servizi che la Bank

of China fornirà includono strumenti di copertura, consulenza finanziaria, nonché il supporto alle relazioni con i partner strategici nelle regioni cinese e asiatica.

Acquisto di titoli obbligazionari propri da parte di Enel Finance International NV

In data 31 ottobre 2014, Enel Finance International NV, società interamente posseduta da Enel SpA, ha acquistato per un ammontare complessivo pari a circa 762 milioni di euro, a seguito di un'offerta non vincolante promossa dal 20 al 27 ottobre 2014, obbligazioni emesse dalla stessa società, quotate presso la Borsa di Dublino e garantite da Enel.

L'operazione è effettuata nel contesto dell'ottimizzazione della gestione finanziaria di Enel Finance International NV ed è finalizzata alla gestione attiva delle scadenze e del costo del debito.

Modifica del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili

In data 4 novembre 2014, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha deliberato – previo parere favorevole del Collegio Sindacale – di nominare Alberto De Paoli quale Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari in sostituzione di Luigi Ferraris a decorrere dal prossimo 12 novembre, data dalla quale Alberto De Paoli subentrerà a Luigi Ferraris nel ruolo di Responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo della Società. A partire dal prossimo 12 novembre Luigi Ferraris assumerà la guida dell'area America Latina in sostituzione di Ignacio Antoñanzas Alvear, nonché il ruolo di *Gerente General* della controllata cilena Enersis.

Cessione di SE Hydropower e SF Energy

In data 7 novembre 2014, Enel Produzione e Società Elettrica Altoatesina ("SEL", società controllata dalla Provincia Autonoma di Bolzano) hanno firmato i contratti relativi alla cessione delle partecipazioni possedute da Enel Produzione in SE Hydropower e SF Energy per un corrispettivo complessivo di 400 milioni di euro.

In particolare, il corrispettivo previsto per la cessione della partecipazione del 40% posseduta da Enel Produzione in SE Hydropower, è pari a 345 milioni di euro. Il perfezionamento dell'operazione è sospensivamente condizionato al nulla osta dell'Autorità Antitrust e all'ottenimento da parte di SEL dell'impegno delle banche a erogare il finanziamento per l'acquisto della suddetta partecipazione.

Il corrispettivo previsto per la cessione della partecipazione detenuta da Enel Produzione in SF Energy – il cui capitale sociale è posseduto in misura paritetica da Enel Produzione, SEL e Dolomiti Energia – è pari a 55 milioni di euro. Il perfezionamento dell'operazione è in tal caso soggetto al diritto di prelazione pro-quota spettante al socio Dolomiti Energia ed è inoltre sospensivamente condizionato all'ottenimento da parte di SEL dell'impegno delle banche a erogare il finanziamento per l'acquisto della suddetta partecipazione.

L'operazione rientra nel programma di dismissioni annunciato al mercato da Enel e consentirà di ridurre l'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel per un ammontare pari indicativamente al corrispettivo complessivo indicato.

Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 *bis*, comma 2 del decreto legislativo 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 2014 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

ENEL

Società per Azioni

Sede legale in Roma

Viale Regina Margherita 137