Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2014



Indice

Relazione intermedia sulla gestione	5
La nostra missione	6
Enel nel mondo	7
Modello organizzativo di Enel	8
Organi sociali	10
Sintesi dei risultati	11
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo	20
Risultati per area di attività Mercato Generazione ed Energy Management. Infrastrutture e Reti Iberia e America Latina Internazionale Energie Rinnovabili Altro, elisioni e rettifiche	
Fatti di rilievo del primo semestre 2014	
Scenario di riferimento	60 61
Principali rischi e incertezze	74
Prevedibile evoluzione della gestione	80
Informativa sulle parti correlate	80
Bilancio consolidato semestrale abbreviato	81
Prospetti contabili consolidati	82
Conto economico consolidato	82
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	83
Stato patrimoniale consolidato	84
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	86
Rendiconto finanziario consolidato	87
Note illustrative	88
Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto	
Allegati	139
Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2014	140

Relazione intermedia sulla gestione

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





Distribuzione

Modello organizzativo di Enel

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

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

Con riguardo alle Divisioni, di seguito si evidenziano le attività effettuate da ciascuna di esse.

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

- > la produzione e vendita di energia elettrica:
 - da generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio italiano (tramite Enel Produzione e altre società minori) ed in Belgio con l'impianto termoelettrico di Marcinelle gestito, tramite un tolling agreement, da Enel Trade;
 - da trading sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade;
- > 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 1º luglio 2013 ed a seguito dell'acquisizione dalla Divisione Energie Rinnovabili di Enel.si, l'attività di impiantistica e franchising in Italia.

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

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

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

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

- > Europa centrale, con attività di 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 OGK-5).

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 reativamente 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.

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

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente Presidente Patrizia Grieco Sergio Duca

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Francesco Starace Lidia D'Alessio Gennaro Mariconda

Consiglieri

Alessandro Banchi Sindaci supplenti Alberto Bianchi Giulia De Martino Paola Girdinio Pierpaolo Singer Salvatore Mancuso Franco Luciano Tutino

Alberto Pera Anna Chiara Svelto

Società di revisione Angelo Taraborrelli Reconta Ernst & Young SpA

Segretario del Consiglio

Claudio Sartorelli

Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio è investito per statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e, in particolare, ha facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale.

Collegio Sindacale

Sindaci effettivi

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso. Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 23 maggio 2014, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato ha anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 23 maggio 2014, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Sintesi dei risultati

I dati inclusi nella presente Relazione finanziaria semestrale relativi al secondo trimestre 2014, comparati con i corrispondenti valori riferiti al secondo trimestre 2013, non sono assoggettati a revisione contabile né a revisione contabile limitata.

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 princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato semestrale abbreviato e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business. Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

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

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

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

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

- > della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per anticipazioni di factoring", dei "Titoli", dei "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.

Rideterminazione dei dati comparativi

I dati economici del primo semestre 2013 e patrimoniali al 31 dicembre 2013, inclusi nella presente Relazione Finanziaria Semestrale ai soli fini comparativi, sono stati rideterminati a seguito:

- > dell'applicazione, a partire dal 1º gennaio 2014 con efficacia retrospettica, del nuovo standard contabile IFRS 11, secondo il quale le partecipazioni in una joint venture devono essere consolidate utilizzando il metodo del patrimonio netto. Tale modifica ha eliminato la possibilità, prevista dal previgente IAS 31 ed 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 ed 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, ecc.), che ha comportato alcune riclassifiche nel Conto economico consolidato del primo semestre 2013;
- > dell'applicazione, a partire dal 1º gennaio 2014 con efficacia retrospettica, 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'allocazione definitiva del prezzo di acquisizione di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili (tra cui Parque Eolico Talinay Oriente), conclusasi successivamente al 31 dicembre 2013, e che ha comportato la rideterminazione dei dati patrimoniali a tale data.

Nelle tabelle seguenti sono evidenziati gli effetti derivanti dalle modifiche sopra illustrate sui principali indicatori di *performance* economici e patrimoniali utilizzati dal Gruppo riferiti rispettivamente al primo semestre 2013, al secondo trimestre 2013 e al 31 dicembre 2013.

Per maggiori dettagli circa gli effetti di tali rideterminazioni su ciascuna voce dei prospetti di bilancio presentati ai soli fini comparativi, si rinvia alla successiva Nota 3 delle Note illustrative allo stesso Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Milioni di euro 1º semestre

Millotti di Caro	1 Schiestic					
	2013	Effetto IFRS 11	Nuova policy certificati ambientali	2013 restated		
Ricavi	40.157	(917)	47	39.287		
Margine operativo lordo	8.293	(150)	-	8.143		
Risultato operativo	5.168	(75)	-	5.093		
Capitale investito netto	92.701	(163)	-	92.538	(1)	
Indebitamento finanziario netto	39.862	(156)	-	39.706	(1)	
Cash flow da attività operativa	610	20	-	630		
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	2.359	(16)	-	2.343		

⁽¹⁾ Al 31 dicembre 2013 restated.

Limitatamente ai *ricavi*, al *margine operativo lordo*, al *risultato operativo* e agli *investimenti* del primo semestre e del secondo trimestre 2013, si riportano di seguito gli impatti che la citata rideterminazione ha generato, ai soli fini comparativi, sui risultati delle divisioni ed area di attività.

Ricavi

2° trimestre 2013	Effetto IFRS 11	Nuova policy certificati ambientali	2° trimestre 2013 restated	Milioni di euro	1° semestre 2013	Effetto IFRS 11	Nuova policy certificati ambientali	1° semestre 2013 restated
3.779	_	-	3.779	Mercato	8.712	-	-	8.712
5.652	(32)	-	5.620	Generazione ed Energy Management	12.152	(52)	-	12.100
1.931	_	-	1.931	Infrastrutture e Reti	3.784	_	-	3.784
7.611	(64)	-	7.547	Iberia e America Latina	15.636	(121)	-	15.515
1.779	(337)	-	1.442	Internazionale	3.817	(715)	-	3.102
784	(17)	-	767	Energie Rinnovabili	1.502	(31)	-	1.471
(2.264)	(1)	21	(2.244)	Altro, elisioni e rettifiche	(5.446)	2	47	(5.397)
19.272	(451)	21	18.842	Totale	40.157	(917)	47	39.287

Margine operativo lordo

2° trimestre 2013	Effetto IFRS 11	2° trimestre 2013 restated	Milioni di euro	1° semestre 2013	Effetto IFRS 11	1° semestre 2013 restated
237	-	237	Mercato	477	-	477
363	(26)	337	Generazione ed Energy Management	667	(39)	628
1.008	-	1.008	Infrastrutture e Reti	1.966	-	1.966
1.930	(24)	1.906	Iberia e America Latina	3.614	(48)	3.566
176	(31)	145	Internazionale	565	(56)	509
495	(5)	490	Energie Rinnovabili	973	(6)	967
7	(1)	6	Altro, elisioni e rettifiche	31	(1)	30
4.216	(87)	4.129	Totale	8.293	(150)	8.143

Risultato operativo

2° trimestre 2013	Effetto IFRS 11	2° trimestre 2013 restated	Milioni di euro	1° semestre 2013	Effetto IFRS 11	1° semestre 2013 restated
109	-	109	Mercato	190	-	190
217	(18)	199	Generazione ed Energy Management	418	(24)	394
761	-	761	Infrastrutture e Reti	1.479	-	1.479
1.220	(14)	1.206	Iberia e America Latina	2.176	(28)	2.148
7	(30)	(23)	Internazionale	262	(54)	208
319	23	342	Energie Rinnovabili	667	32	699
(19)	(1)	(20)	Altro, elisioni e rettifiche	(24)	(1)	(25)
2.614	(40)	2.574	Totale	5.168	(75)	5.093

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre 2013	Effetto IFRS 11	1° semestre 2013 restated
Mercato	24	-	24
Generazione ed Energy Management	96	(2)	94
Infrastrutture e Reti	483	-	483
Iberia e America Latina	803	(7)	796
Internazionale	376	-	376
Energie Rinnovabili	552	(7)	545
Altro, elisioni e rettifiche	25	-	25
Totale	2.359	(16)	2.343

Dati economici, patrimoniali e finanziari

2° trin	nestre Milioni di euro 1º s		1° sem	estre
2014	2013 restated		2014	2013 restated
17.919	18.842	Ricavi	36.101	39.287
3.842	4.129	Margine operativo lordo	7.878	8.143
2.403	2.574	Risultato operativo	5.011	5.093
1.098	1.310	Risultato netto del Gruppo e di terzi	2.240	2.483
790	828	Risultato netto del Gruppo	1.685	1.680
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,18	0,18
		Capitale investito netto	95.947	92.538
		Indebitamento finanziario netto	43.073	39.706 ⁽¹
		Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	52.874	52.832
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,85	3,82
		Cash flow da attività operativa	1.804	630
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.485	2.343

(1) Al 31 dicembre 2013 restated.

I *ricavi* del primo semestre 2014 sono pari a 36.101 milioni di euro con un decremento di 3.186 milioni di euro (-8,1%) rispetto al primo semestre 2013. Il decremento è sostanzialmente riferibile ai minori ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica, da attribuire essenzialmente alle minori quantità generate e vendute, nonché all'andamento sfavorevole dei tassi di cambio di alcune valute dei paesi in cui il Gruppo opera (in particolare, dei paesi dell'America Latina e della Russia) rispetto all'euro. Si segnala che i ricavi del primo semestre 2014 includono l'adeguamento del prezzo di vendita (82 milioni di euro) della società Artic Russia, ceduta a fine 2013 e la rimisurazione al fair value (per complessivi 82 milioni di euro) delle attività nette di alcune società per le quali nel corso del semestre si è acquisito o perso il controllo.

Milioni di euro	10	semestre		
	2014	2013 restated	Variazi	oni
Mercato	7.848	8.712	(864)	-9,9%
Generazione ed Energy Management	10.278	12.100	(1.822)	-15,1%
Infrstrutture e Reti	3.720	3.784	(64)	-1,7 %
Iberia e America Latina	14.373	15.515	(1.142)	-7,4%
Internazionale	2.622	3.102	(480)	-15,5%
Energie Rinnovabili	1.365	1.471	(106)	-7,2%
Altro, elisioni e rettifiche	(4.105)	(5.397)	1.292	-23,9%
Totale	36.101	39.287	(3.186)	-8,1%

Il *margine operativo lordo*, pari a 7.878 milioni di euro, evidenzia un decremento di 265 milioni di euro (-3,3%) rispetto al primo semestre 2013. In particolare, i sopracitati proventi da cessione e da rimisurazione a fair value ed il miglioramento del margine dalle attività effettuate in Italia sono stati più che compensati dal decremento dei risultati delle divisioni Iberia e America Latina e Energie Rinnovabili, anche per gli effetti negativi derivanti da alcuni mutamenti regolatori in Spagna particolarmente

penalizzanti per le società di generazione sia da fonte convenzionale che rinnovabile, e dall'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro nei confronti di alcune valute dei paesi in cui il Gruppo opera.

Milioni di euro

Altro, elisioni e rettifiche

Totale

	2014	2013 restated	Varia	azioni
Mercato	538	477	61	12,8%
Generazione ed Energy Management	735	628	107	17,0%
Infrastrutture e Reti	2.118	1.966	152	7,7%
Iberia e America Latina	2.982	3.566	(584)	-16,4%
Internazionale	505	509	(4)	-0,8%
Energie Rinnovabili	889	967	(78)	-8,1%

111

7.878

1° semestre

8.143

(265)

-3,3%

Il *risultato operativo* ammonta a 5.011 milioni di euro, con un decremento di 82 milioni di euro (-1,6%) rispetto all'analogo periodo del 2013, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 183 milioni di euro.

Milioni di euro		1° semestre	<u> </u>	
	2014	2013 restated	Varia	azioni
Mercato	257	190	67	35,3%
Generazione ed Energy Management	508	394	114	28,9%
Infrastrutture e Reti	1.626	1.479	147	9,9%
Iberia e America Latina	1.625	2.148	(523)	-24,3%
Internazionale	313	208	105	50,5%
Energie Rinnovabili	618	699	(81)	-11,6%
Altro, elisioni e rettifiche	64	(25)	89	-
Totale	5.011	5.093	(82)	-1,6%

Il *risultato netto del Gruppo* del primo semestre 2014 ammonta a 1.685 milioni di euro rispetto ai 1.680 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (+0,3%). In particolare, la citata riduzione del risultato operativo ed i maggiori oneri finanziari netti sono stati sostanzialmente compensati dal minore carico fiscale del periodo (che beneficia, tra l'altro, della 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) e dalla diversa contribuzione ai risultati nei due periodi a confronto delle società con interessenze di terzi.

Il *capitale investito netto*, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 14 milioni di euro, ammonta a 95.947 milioni di euro al 30 giugno 2014 (92.538 milioni di euro al 31 dicembre 2013) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.874 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 43.073 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2014, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,81 (0,75 al 31 dicembre 2013).

L'*indebitamento finanziario netto*, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita, si attesta a 43.073 milioni di euro, in aumento di 3.367 milioni di euro rispetto ai 39.706 milioni

di euro del 31 dicembre 2013, risentendo negativamente del fabbisogno generato dagli investimenti del periodo e dal pagamento dei dividendi.

Gli *investimenti* del primo semestre 2014 ammontano a 2.485 milioni di euro, con un incremento di 142 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013, particolarmente concentrato all'estero e nelle tecnologie rinnovabili.

Milioni di euro	<u>1°</u>	semestre		
	2014	2013 restated	Vari <u>azi</u>	oni
Mercato	43	24	19	79,2%
Generazione ed Energy Management	62	94	(32)	-34,0%
Infrastrutture e Reti	455	483	(28)	-5,8%
Iberia e America Latina	846	796	50	6,3%
Internazionale	422	376	46	12,2%
Energie Rinnovabili	641	545	96	17,6%
Altro, elisioni e rettifiche	16	25	(9)	-36,0%
Totale	2.485	2.343	142	6.1%

Dati operativi

	2° trimestre						1° semestre					
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale		Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
	2014		20	013 resta	ated			2014		20	13 resta	ted
18,0	49,8	67,8	18,1	48,0	66,1	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	35,9	99,9	135,8	35,2	101,0	136,2
52,8	42,2	95,0	54,9	41,9	96,8	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	109,4	85,5	194,9	113,1	85,4	198,5
20,4	42,2	62,6	21,1	42,7	63,8	Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	43,7	86,6	130,3	45,8	87,9	133,7
0,5	0,9	1,4	0,6	0,9	1,5	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m³)	2,1	2,3	4,4	2,6	2,3	4,9
						Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.) (2) (3)	35.294	36.110	71.404	34.246	36.096	70.342

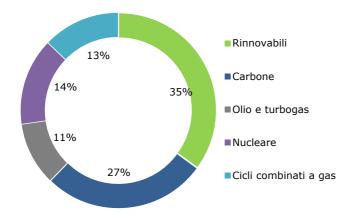
⁽¹⁾ Escluse cessioni ai rivenditori.

L'energia netta prodotta da Enel è in diminuzione nel primo semestre 2014 di 0,4 TWh (-0,3%), a seguito della diminuzione dei volumi prodotti all'estero (-1,1 TWh), solo parzialmente compensata dall'aumento della generazione nel territorio italiano (+0,7 TWh). In particolare, il calo rilevato all'estero trova sostanzialmente riscontro nella minor produzione idroelettrica realizzata in Slovacchia e termoelettrica in Cile a seguito del fermo dell'impianto di Bocamina II. Di converso, la maggior produzione in Italia è da riferire sostanzialmente alle maggiori quantità prodotte dagli impianti della Divisione Energie Rinnovabili, nonché dell'Area Generazione ed Energy Management. Infine, si segnala che il 35,0% dell'energia prodotta da Enel nel primo semestre 2014 è da fonte rinnovabile (34,7% nel primo semestre 2013).

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

⁽³⁾ Al 31 dicembre 2013 restated.

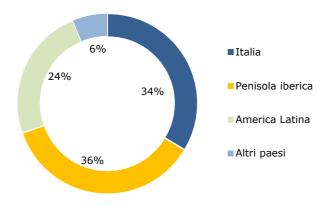
Energia elettrica netta prodotta per fonte (1° semestre 2014)



L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel nel primo semestre 2014 è pari a 194,9 TWh, in calo di 3,6 TWh (-1,8%), risentendo sostanzialmente del calo della domanda di energia elettrica in Italia e Spagna.

L'energia venduta da Enel registra nel primo semestre 2014 un calo di 3,4 TWh (-2,5%). In particolare, il decremento risente prevalentemente del calo della domanda rilevato nei paesi mediterranei con minori vendite in Italia (-2,1 TWh) e Spagna (-0,4 TWh), nonché dei minori volumi di capacità disponibile in Francia (-2,3 TWh). Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalle maggiori vendite realizzate in America Latina (+1,3 TWh), con una crescita generalizzata in tutti i paesi ed in particolare in Brasile (+6,9%).

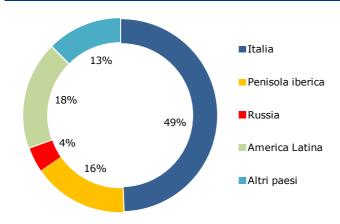
Energia elettrica venduta per area geografica (1º semestre 2014)



Il *gas venduto* nel primo semestre 2014 è pari a 4,4 miliardi di metri cubi, in calo di 0,5 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il *personale* del Gruppo Enel al 30 giugno 2014 è pari a 71.404 dipendenti di cui il 51% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione (+1.062 unità) si riferisce prevalentemente al saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo.

Dipendenti per area geografica (al 30 giugno 2014)



n.

	30.06.2014	31.12.2013 restated
Mercato	3.688	3.687
Generazione ed Energy Management	5.589	5.621
Infrastrutture e Reti	18.867	17.689
Iberia e America Latina	22.832	22.541
Internazionale	11.091	11.439
Energie Rinnovabili	3.521	3.469
Altro, elisioni e rettifiche	5.816	5.896
Totale	71.404	70.342

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Per quanto attiene al dettaglio delle acquisizioni e delle cessioni effettuate nel semestre, si rinvia a quanto illustrato nella Nota 2 delle Note illustrative al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Risultati economici del Gruppo

2º trimestre		Milioni di euro			1° ser	nestre		
2014	2013 restated	Varia	azioni		2014	2013 restated	Varia	zioni
17.919	18.842	(923)	-4,9%	Totale ricavi	36.101	39.287	(3.186)	-8,1%
14.038	14.614	(576)	-3,9%	Totale costi	28.229	30.889	(2.660)	-8,6%
(39)	(99)	60	-60,6 %	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	6	(255)	261	
3.842	4.129	(287)	-7,0%	MARGINE OPERATIVO LORDO	7.878	8.143	(265)	-3,3%
1.439	1.555	(116)	-7,5%	Ammortamenti e perdite di valore	2.867	3.050	(183)	-6,0%
2.403	2.574	(171)	-6,6%	RISULTATO OPERATIVO	5.011	5.093	(82)	-1,6%
543	487	56	11,5%	Proventi finanziari	1.219	1.444	(225)	-15,6%
1.418	1.078	340	31,5%	Oneri finanziari	2.895	2.707	188	6,9%
(875)	(591)	(284)	-48,1%	Totale proventi/(oneri) finanziari	(1.676)	(1.263)	(413)	-32,7%
49	43	6	14,0 %	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	53	93	(40)	-43,0%
1.577	2.026	(449)	-22,2%	•	3.388	3.923	(535)	-13,6%
479	716	(237)	-33,1%	Imposte	1.148	1.440	(292)	-20,3%
1.098	1.310	(212)	-16,2%	Risultato delle continuing operations	2.240	2.483	(243)	-9,8%
-	-	_	-	000.00.00	-	_	_	_
1.098	1.310	(212)	-16,2%	Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	2.240	2.483	(243)	-9,8%
790	828	(38)	-4,6%	Quota di interessenza del Gruppo	1.685	1.680	5	0,3%
308	482	(174)	-36,1%	Quota di interessenza di terzi	555	803	(248)	-30,9%

Ricavi

2° trimestre		Milioni di euro			1° semestre				
		2013					2013	., .	
20	14	restated	Varia	azioni	_	2014	restated	Variaz	zioni
11.5	504	12.917	(1.413)	-10,9%	Vendita energia elettrica	23.248	26.866	(3.618)	13,5%
2.3	314	2.351	(37)	-1,6%	Trasporto energia elettrica	4.675	4.798	(123)	-2,6%
1	193	213	(20)	-9,4%	Corrispettivi da gestori di rete	369	391	(22)	-5,6%
2	237	412	(175)	-42,5%	Contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	613	855	(242)	28,3%
7	740	843	(103)	-12,2%	-	2.337	2.608	(271)	10,4%
	32	21	11	52,4 %	Rimisurazione a fair value a seguito di modifiche del controllo	82	21	61	
	-	21	(21)	-	Plusvalenze da cessione attività	85	21	64	-
2.8	399	2.064	835	40,5%	Altri servizi, vendite e proventi diversi	4.692	3.727	965	25,9%
17.9	19	18.842	(923)	-4,9%	Totale	36.101	39.287	(3.186)	- 8,1%

Nel primo semestre 2014 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 23.248 milioni di euro (11.504 milioni di euro nel secondo trimestre 2014), in diminuzione di 3.618 milioni di euro (-1.413 milioni di euro nel secondo trimestre 2014) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento, che comprende l'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro nei confronti di talune valute dei paesi in cui il Gruppo opera, è da collegare ai seguenti fattori:

- > riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 2.021 milioni di euro (892 milioni di euro nel secondo trimestre 2014), prevalentemente connessa ai minori ricavi da vendita sulle Borse dell'energia elettrica;
- decremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 1.108 milioni di euro (241 milioni di euro nel secondo trimestre 2014), essenzialmente connesso al calo della domanda di energia. In particolare, i minori ricavi conseguiti sui mercati regolati (pari a 1.311 milioni di euro nel semestre e a 396 milioni di euro nel secondo trimestre 2014) sono stati parzialmente compensati da un incremento dei ricavi sui mercati liberi (pari a 203 milioni di euro nel semestre e a 155 milioni di euro nel secondo trimestre 2014);
- > diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 489 milioni di euro (280 milioni di euro nel secondo trimestre 2014), conseguente ai minori volumi intermediati.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano a 4.675 milioni di euro (2.314 milioni di euro nel secondo trimestre 2014), con un decremento di 123 milioni di euro (-37 milioni nel secondo trimestre 2014) riferibile sostanzialmente al decremento delle quantità vettoriate.

I ricavi per contributi ricevuti da Cassa Conguaglio e dagli altri organismi assimilati sono pari, nel primo semestre 2014, a 613 milioni di euro (237 milioni di euro nel secondo trimestre 2014), in diminuzione di 242 milioni di euro (175 milioni di euro nel secondo trimestre 2014) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è da riferire sostanzialmente ai minori ricavi relativi alla generazione nell'area extrapensinsulare spagnola che risentono negativamente, oltre che delle minori quantità prodotte, anche del mancato riconoscimento di alcuni costi sostenuti negli esercizi 2012 e 2013 a seguito delle modifiche interpretative del Regio Decreto Legge n. 9/2013 con riferimento al meccanismo di remunerazione di tali attività.

I ricavi per **vendita di gas ai clienti finali**, nel primo semestre 2014 sono pari a 2.337 milioni di euro con un decremento di 271 milioni di euro (-10,4 %), mentre nel secondo trimestre 2014 sono pari a 740 milioni di euro e registrano un decremento di 103 milioni di euro (-12,2 %) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione nei due periodi di riferimento risente essenzialmente sia del decremento delle quantità trasportate 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 ammontano a 82 milioni di euro nel primo semestre 2014 (21 milioni di euro nel primo semestre del 2013) e 32 milioni di euro nel secondo trimestre 2014 (21 milioni di euro nel secondo trimestre 2013). In particolare, i proventi relativi al primo semestre 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** nel primo semestre 2014 sono pari a 85 milioni di euro (21 milioni di euro nel primo semestre 2013) e sono riferibili per 82 milioni di euro all'adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia, ceduta nel quarto trimestre 2013, effettuato nel corso del periodo di riferimento 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 nel primo semestre 2014 a 4.692 milioni di euro (3.727 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) mentre, nel secondo trimestre 2014, sono pari a 2.899 milioni di euro (2.064 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) ed evidenziano un incremento di 965 milioni di euro rispetto al primo semestre 2013 (+25,9%) e di 835 milioni di euro (+40,5%) rispetto al secondo trimestre 2013. L'incremento, in entrambi i periodi esaminati, è dovuto principalmente all'aumento (per 1.137 milioni di euro nel primo semestre e per 1.183 milioni di euro nel secondo trimestre 2014) dei ricavi da vendita di combustibili per trading, comprensivi dei ricavi per il servizio di shipping, sostanzialmente connesso alle maggiori quantità intermediate, nonché ai maggiori contributi ricevuti per certificati ambientali (66 milioni di euro nel primo semestre).

Entrambi i suddetti incrementi sono stati parzialmente compensati dal diverso ammontare riconosciuto nei due periodi a confronto (301 milioni di euro nel primo semestre 2013 e 63 milioni di euro nel primo semestre 2014), del contributo governativo concesso alla società di distribuzione argentina Edesur ed inerente il Mecanismo Monitoreo de Costes. A tale effetto, si aggiungono, inoltre, i minori ricavi per contributi di allacciamento (68 milioni di euro nel primo semestre e 45 milioni di euro nel secondo trimestre 2014), conseguenti principalmente al decremento del numero delle connessioni effettuate sia a clienti finali che ad unità di generazione.

Costi

2° trimestre				Milioni di euro	1° :	semestre		
2014	2013 restated	Vari	iazioni		2014	2013 restated	Varia	zioni
5.570	6.561	(991)	-15,1%	Acquisto di energia elettrica	11.174	13.632	(2.458)	-18,0%
2.394	1.595	799	50,1%	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.867	3.413	454	13,3%
1.067	1.029	38	3,7 %	Combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali	2.675	2.892	(217)	-7,5%
239	344	(105)	-30,5%	Materiali	558	665	(107)	-16,1%
1.123	1.205	(82)	-6,8%	Costo del personale	2.218	2.373	(155)	-6,5%
3.503	3.441	62	1,8%	Servizi e godimento beni di terzi	7.260	7.202	58	0,8%
527	797	(270)	-33,9 %	Altri costi operativi	1.161	1.370	(209)	-15,3%
(385)	(358)	(27)	-7,5%	Costi capitalizzati	(684)	(658)	(26)	-4,0%
14.038	14.614	(576)	-3,9%	Totale	28.229	30.889	(2.660)	-8,6%

I costi per acquisto di energia elettrica nel primo semestre del 2014 sono pari a 11.174 milioni di euro, con un decremento, nel primo semestre 2014, di 2.458 milioni di euro, rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2013, (-991 milioni di euro nel secondo trimestre 2014) corrispondente ad una riduzione del 18,0% (-15,1% nel secondo trimestre 2014). In entrambi i periodi di riferimento, tale andamento riflette principalmente l'effetto dei minori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica (1.973 milioni di euro nel primo semestre e 827 milioni di euro nel secondo trimestre 2014), dei minori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali (362 milioni di euro nel primo semestre e 227 milioni di euro nel secondo trimestre 2014) e dei minori costi di acquisto di energia elettrica sui mercati nazionali ed esteri (123 milioni di euro) connessi essenzialmente al decremento generalizzato della domanda.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** sono pari nel primo semestre 2014 a 3.867 milioni di euro, in incremento di 454 milioni di euro (+13,3%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente mentre, nel secondo trimestre 2014, ammontano a 2.394 milioni di euro, in incremento di 799 milioni di euro (+50,1%). L'incremento in entrambi i periodi di riferimento risente del *mix* di combustibile consumato che ha più che compensato l'effetto positivo sui costi generato della 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 2.675 milioni di euro nel primo semestre 2014 (1.067 milioni di euro nel secondo trimestre 2014), con un decremento di 217 milioni di euro (in aumento di 38 milioni di euro nel secondo trimestre 2014) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio 2013.

I costi per **materiali** ammontano nel primo semestre 2014 a 558 milioni di euro, registrando un decremento di 107 milioni di euro (-16,1%) principalmente per effetto del minor approvvigionamento di EUAs e di CERs. Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2014.

Il costo del personale nel primo semestre 2014 è pari 2.218 milioni di euro, con un decremento di 155 milioni di euro (-6,5%). Nel secondo trimestre 2014 il costo è pari a 1.123 milioni di euro, registrando un decremento di 82 milioni di euro (-6,8%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento nei due periodi a confronto è da riferire essenzialmente alle minori consistenze medie, connesse essenzialmente all'uscita in Italia di 2.118 dipendenti a seguito dell'applicazione del piano ex art. 4 della Legge n. 92/2012, nonché all'effetto dell'apprezzamento dell'euro nei confronti delle valute

dei paesi esteri. Tali effetti positivi sono stati solo parzialmente compensati da maggiori costi rilevati in Argentina a seguito di un nuovo accordo collettivo di lavoro.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2014 è pari a 71.404 unità (70.342 al 31 dicembre 2013) di cui 36.110 impegnate nelle società del Gruppo con sede all'estero. Rispetto al 31 dicembre 2013 l'organico del Gruppo nel corso del semestre si incrementa di 1.062 unità, per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (966 unità) e delle variazioni di perimetro (96 unità) riconducibili all'acquisizione dell'ulteriore 50% della società 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 ad altre cessioni minori (-16 risorse).

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2013 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2013 restated	70.342
Assunzioni	3.197
Cessazioni	(2.231)
Variazioni di perimetro	96
Consistenza al 30 giugno 2014	71.404

I costi per prestazioni di **servizi** e **godimento beni di terzi** nel primo semestre 2014 ammontano a 7.260 milioni di euro, con un incremento di 58 milioni di euro rispetto al primo semestre 2013, mentre nel secondo trimestre 2014 sono pari a 3.503 milioni di euro, rilevando un incremento di 62 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2013. L'andamento nei due periodi di riferimento è sostanzialmente correlato ai maggiori vettoriamenti passivi e all'incremento dei costi per godimento beni di terzi che include gli effetti della rideterminazione, effettuata nel primo semestre 2014, dei canoni per utilizzazione delle acque in Spagna introdotti a seguito della Legge n. 15/2012. Tali effetti sono solo parzialmente compensati da minori corrispettivi per diritti di utilizzo della capacità di trasporto verso il GME.

Gli altri costi operativi nel primo semestre 2014 ammontano a 1.161 milioni di euro con un decremento di 209 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2013, mentre nel secondo trimestre 2014 ammontano a 527 milioni di euro registrando un decremento di 270 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Il decremento registrato in entrambi i periodi di riferimento risente dei minori accantonamenti netti ai fondi per rischi ed oneri (165 milioni di euro su base semestrale), della riduzione dell'onere relativo ai titoli di efficienza energetica in Italia, nonché della rilevazione nel primo semestre 2013 di imposte e tasse (correlate principalmente alle emissioni inquinanti) introdotte in Spagna dalla Ley n.15/2012; tali effetti sono solo parzialmente compensati dall'effetto negativo della reintroduzione del Bono social a carico delle società elettriche spagnole, che ha generato un onere per il primo semestre 2014 pari a 56 milioni di euro.

In particolare, i citati minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri sono riferibili essenzialmente all'adeguamento positivo (63 milioni di euro) rilevato nel primo semestre 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 nel secondo trimestre 2013 a fronte di contenziosi connessi ad alcune acquisizioni estere effettuate negli esercizi precedenti.

I proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity* sono positivi per 6 milioni di euro nel primo semestre 2014 (negativi per 255 milioni di euro nel primo semestre 2013) e negativi per 39 milioni di euro nel secondo trimestre 2014 (-99 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi al primo semestre 2014 sono sostanzialmente riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 87 milioni di euro ed agli oneri netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere al 30 giugno 2014 per 81 milioni di euro.

Gli ammortamenti e perdite di valore nel primo semestre 2014 sono pari a 2.867 milioni di euro, con un decremento di 183 milioni di euro, mentre nel secondo trimestre 2014 sono pari a 1.439 milioni di euro, in decremento di 116 milioni di euro. Il decremento rilevato nel semestre è sostanzialmente riferibile ai minori adeguamenti netti sul valore di crediti commerciali.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2014 ammonta a 5.011 milioni di euro, con un decremento di 82 milioni di euro (-1,6%), mentre nel secondo trimestre 2014 si attesta a 2.403 milioni di euro, con un decremento di 171 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (-6,6%).

Gli **oneri finanziari netti** si incrementano di 413 milioni di euro nel primo semestre 2014 e di 284 milioni di euro nel secondo trimestre 2014. Tale variazione è da riferire prevalentemente ai seguenti effetti:

- > l'impatto negativo sulle attività finanziarie relative ai servizi in concessione (119 milioni di euro), anche a seguito della revisione tariffaria intervenuta per la società brasiliana Ampla nel secondo trimestre 2014:
- > maggiori perdite nette su cambi per 103 milioni di euro;
- > il ripristino di valore, rilevato nel primo trimestre 2013, del credito verso il National Nuclear Fund slovacco per 66 milioni di euro;
- > la plusvalenza derivante dalla cessione di Medgaz, rilevata nel primo semestre 2013, per 64 milioni di euro;
- > minori proventi finanziari netti connessi al riconoscimento ottenuto in Argentina nei due periodi a confronto dei contributi relativi al Mecanismo Monitoreo de Costes per 58 milioni di euro;
- > la variazione netta negativa relativa al fair value della componente finanziaria di contratti onerosi in Slovacchia per 51 milioni di euro.

La quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, nel primo semestre 2014 è positiva per 53 milioni di euro mentre nel secondo trimestre 2014 è positiva per 49 milioni di euro.

Le **imposte** del primo semestre 2014 ammontano a 1.148 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 33,9%, a fronte di un'incidenza del 36,7% nel primo semestre 2013, mentre l'onere fiscale del secondo trimestre 2014 è stimato pari a 479 milioni di euro. La minore incidenza rilevata nel primo semestre del 2014 rispetto a quella dello stesso periodo dell'esercizio precedente è da riferire essenzialmente alla riduzione, a partire da gennaio 2014, dell'aliquota addizionale IRES (c.d. Robin hood Tax) passata dal 10,5% dello scorso semestre al 6,5% ed applicabile ad alcune società italiane. Inoltre, la variazione risente della rilevazione nel primo semestre 2014 di alcuni proventi da cessione di partecipazioni in regime di sostanziale esenzione e della maggiore incidenza nel periodo precedente di oneri non deducibili in via permanente. Nella comparazione di tale grandezza rispetto allo stesso periodo

precedente, tali effetti sono solo parzialmente compensati dal beneficio, rilevato nel primo semestre 2013 per 56 milioni di euro, a fronte dell'adeguamento del credito derivante dalla richiesta di rimborso IRES/IRAP effettuata in base a quanto disposto dall'art. 4 comma 12 del Decreto Legge 2 marzo 2012, n. 16.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

	i eu	

Millotti di edio				
	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated	Varia	zioni
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	99.334	98.499	835	0,8%
- avviamento	14.962	14.967	(5)	-
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.137	1.372	(235)	-17,1%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(1.557)	(1.209)	(348)	-28,8%
Totale Attività immobilizzate nette	113.876	113.629	247	0,2%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	11.629	11.415	214	1,9%
- rimanenze	3.611	3.555	56	1,6%
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(2.716)	(2.567)	(149)	-5,8%
- altre attività/(passività) correnti nette	(4.539)	(4.535)	(4)	-0,1%
- debiti commerciali	(10.391)	(12.923)	2.532	19,6%
Totale Capitale circolante netto	(2.406)	(5.055)	2.649	52,4%
Capitale investito lordo	111.470	108.574	2.896	2,7%
Fondi diversi:				
- TFR e altri benefíci ai dipendenti	(3.660)	(3.677)	17	0,5%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(11.877)	(12.580)	703	5,6%
Totale Fondi diversi	(15.537)	(16.257)	720	4,4%
Attività nette possedute per la vendita	14	221	(207)	-93,7%
Capitale investito netto	95.947	92.538	3.409	3,7%
Patrimonio netto complessivo	52.874	52.832	42	0,1%
Indebitamento finanziario netto	43.073	39.706	3.367	8,5%

Le attività materiali e immateriali, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 giugno 2014 a 99.334 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 835 milioni di euro. Tale variazione è originata principalmente dagli investimenti del periodo (2.484 milioni di euro), dall'effetto delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta (positive per 295 milioni di euro), dalle variazioni nel perimetro di consolidamento (320 milioni di euro) e 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 su tali attività pari complessivamente a 2.582 milioni di euro.

L'avviamento, pari a 14.962 milioni di euro, è in decremento di 5 milioni di euro. Tale variazione è riferibile essenzialmente alle differenze negative di cambio rilevate sul *goodwill* delle società russe in seguito al deprezzamento del rublo sull'euro nel periodo di riferimento, solo parzialmente compensate

dalla rilevazione, per alcuni in via provvisoria, dei goodwill riferiti all'acquisizione del controllo di talune società della Divisione Energie Rinnovabili.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* pari a 1.137 milioni di euro presentano un decremento di 235 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente, sostanzialmente per effetto dell'acquisizione del controllo delle società Inversiones Gas Atacama e Buffalo Dunes Wind Project, le quali, precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto, sono consolidate con il metodo integrale. Tale decremento è stato solo parzialmente compensato dal risultato economico positivo di pertinenza del Gruppo rilevato dalle società in joint venture.

Il saldo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 30 giugno 2014 è negativo per 1.557 milioni di euro, con un decremento di 348 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 (negativo per 1.209 milioni di euro). Tale variazione è connessa essenzialmente all'incremento, pari a 318 milioni di euro, del saldo negativo tra le attività e le passività finanziarie non correnti, prevalentemente riferibile al decremento del valore netto degli strumenti finanziari derivati (-229 milioni di euro) e delle altre partecipazioni (-61 milioni di euro), di cui 20 milioni relativi all'adeguamento a *fair value* delle partecipazioni detenute nelle società Echelon e Bayan Resources.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 2.406 milioni di euro al 30 giugno 2014 rispetto ad un saldo negativo di 5.055 milioni di euro al 31 dicembre 2013. La variazione, pari a 2.649 milioni di euro, è imputabile ai sequenti principali fenomeni:

- > aumento dei crediti commerciali per 214 milioni di euro;
- > crescita delle *rimanenze* per 56 milioni di euro; decremento dei *crediti netti verso Cassa Conguaglio Servizio Elettrico e organismi assimilati* per 149 milioni di euro connessi principalmente al meccanismo di pereguazione sulla distribuzione di energia elettrica in Spagna;
- > incremento delle *altre passività correnti al netto delle rispettive attività* per 4 milioni di euro. Tale variazione è imputabile principalmente ai sequenti fenomeni:
 - incremento dei debiti netti per imposte sul reddito (608 milioni di euro) correlabile alla rilevazione delle imposte del periodo (al netto dei pagamenti di imposte effettuati);
 - incremento delle attività finanziarie correnti nette per 351 milioni di euro, in massima parte riferibile alla variazione positiva nel fair value degli strumenti finanziari derivati;
 - incremento delle altre attività correnti nette per 253 milioni di euro da riferire principalmente alla variazione positiva dei risconti attivi e degli altri crediti e debiti diversi solo parzialmente compensata dall'incremento dei debiti netti tributari diversi (318 milioni di euro) sostanzialmente relativi alle imposte erariali ed addizionali sui consumi di energia elettrica e qas.
- > riduzione dei debiti commerciali per 2.532 milioni di euro.

I **fondi diversi**, pari a 15.537 milioni di euro, sono in decremento di 720 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013. Tale variazione è sostanzialmente riferibile al decremento netto dei fondi rischi ed oneri (per 569 milioni di euro) e dei fondi per imposte differite nette (134 milioni di euro). In particolare, la variazione dei fondi rischi ed oneri riflette essenzialmente il decremento del fondo contenzioso legale, del fondo rischi per compliance ambientali e regolatorie, nonché gli utilizzi del fondo incentivo all'esodo in Spagna e in Italia per quei dipendenti cessati, in Italia, in virtù dell'applicazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012.

Le attività nette possedute per la vendita, pari a 14 milioni di euro al 30 giugno 2014, presentano un decremento pari a 207 milioni di euro sostanzialmente a seguito del venir meno dei requisiti per la

classificazione in tale voce delle attività e passività di Marcinelle Energie, che pertanto sono state riclassificate nelle corrispondenti voci patrimoniali originarie.

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2014 è pari a 95.947 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.874 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 43.073 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2014, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,81 (0,75 al 31 dicembre 2013).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto:

Mil	lion	id	li .	Δı	Iro

Trilloni di Caro	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated	Varia	zioni
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	7.610	7.873	(263)	-3,3%
- obbligazioni	40.040	41.483	(1.443)	-3,5%
- debiti verso altri finanziatori	1.670	1.549	121	7,8%
Indebitamento a lungo termine	49.320	50.905	(1.585)	-3,1%
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(4.866)	(4.965)	99	2,0%
Indebitamento netto a lungo temine	44.454	45.940	(1.486)	-3,2%
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.659	1.750	(91)	-5,2%
- altri finanziamenti a breve verso banche	74	118	(44)	-37,3%
Indebitamento bancario a breve termine	1.733	1.868	(135)	-7,2%
Obbligazioni (quota a breve)	4.844	2.648	2.196	82,9%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	281	260	21	8,1%
Commercial paper	2.500	2.202	298	13,5%
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	194	119	75	63,0%
Altri debiti finanziari a breve termine	53	45	8	17,8%
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	7.872	5.274	2.598	49,3%
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.546)	(2.976)	1.430	48,1%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(150)	(263)	113	43,0%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.817)	(1.720)	(97)	-5,6%
Altri crediti finanziari a breve termine	(408)	(527)	119	22,6%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(7.065)	(7.890)	825	10,5%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	(10.986)	(13.376)	2.390	17,9%
Indebitamento netto a breve termine	(1.381)	(6.234)	4.853	77,8%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	43.073	39.706	3.367	8,5%
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	(1)	(10)	9	90,0 %

L'indebitamento finanziario netto è pari a 43.073 milioni di euro al 30 giugno 2014, con un incremento di 3.367 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013.

In particolare, l'*indebitamento finanziario netto a lungo termine* evidenzia un decremento di 1.486 milioni di euro, quale saldo della diminuzione dei crediti finanziari a lungo termine per 99 milioni di euro e del decremento dell'indebitamento finanziario lordo per 1.585 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- i finanziamenti bancari, pari a 7.610 milioni di euro, registrano un decremento di 263 milioni di euro dovuto principalmente alla riclassifica nella parte a breve della quota in scadenza entro 12 mesi dei finanziamenti bancari a lungo termine. Si segnala, inoltre, che la linea di credito revolving da 9,4 miliardi di euro a 5 anni, stipulata nel mese di febbraio 2013 da Enel SpA e da Enel Finance International, non risulta essere utilizzata al 30 giugno 2014. Tale linea di credito ha sostituito la linea di credito sindacata revolving di complessivi 10 miliardi di euro, stipulata nell'aprile 2010 e cancellata in data 18 marzo 2014. Inoltre, al 30 giugno 2014, le linee di credito committed stipulate da Enel SpA ed Enel Finance International non risultano utilizzate;
- > le obbligazioni, pari a 40.040 milioni di euro, registrano un decremento di 1.443 milioni di euro rispetto a fine 2013 principalmente per effetto:
 - delle nuove emissioni effettuate nel corso del primo semestre 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 2075 con opzione call al 15 gennaio 2020 e 500 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 6,625%, con scadenza 15 settembre 2076 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 e 260 milioni di soles peruviani a tasso fisso, con scadenze fino al 2023);
 - 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 e 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;
 - degli effetti derivanti dalle variazioni dei tassi di cambio.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 1.381 milioni di euro al 30 giugno 2014 e si riduce di 4.853 milioni di euro rispetto a fine 2013, quale risultante dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 2.598 milioni di euro, del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 2.390 milioni di euro parzialmente compensato dal decremento dei debiti bancari a breve termine per 135 milioni di euro. In particolare, l'indebitamento bancario a breve termine evidenzia un decremento per 135 milioni di euro rispetto a fine 2013, principalmente per il rimborso di finanziamenti bancari a breve termine di Endesa per circa 181 milioni di euro, il cui effetto è parzialmente compensato dalla riclassifica nella quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine. Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.872 milioni di euro, sono incluse le emissioni di Commercial Paper, in capo ad Enel Finance International, Endesa Latinoamérica, Endesa Capital per complessivi 2.500 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 4.844 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 1.817 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 194 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine, sono pari a 10.986 milioni di euro, con un decremento di 2.390 milioni di euro rispetto a fine 2013, principalmente a seguito del decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 825 milioni di euro e del decremento di altri crediti finanziari a breve termine per 119 milioni di euro, parzialmente compensato dal incremento dei crediti per cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity per 97 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 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

Milioni di euro	1° semestre						
	2014	2013 restated	Variazione				
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1)	7.900	9.768	(1.868)				
Cash flow da attività operativa	1.804	630	1.174				
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(2.525)	(2.377)	(148)				
Cash flow da attività di finanziamento	(104)	(2.319)	2.215				
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(10)	(128)	118				
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine del periodo (2)	7.065	5.574	1.491				

- (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 restated), "Titoli a breve" pari a 17 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (42 milioni di euro al 1° gennaio 2013 restated) 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 restated).
- (2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.044 milioni di euro al 30 giugno 2014 (5.543 milioni di euro al 30 giugno 2013 restated), "Titoli a breve" pari a 21 milioni di euro al 30 giugno 2014 (29 milioni di euro al 30 giugno 2013 restated) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" non presenti al 30 giugno 2014 (2 milioni di euro al 30 giugno 2013 restated).

Il cash flow da attività operativa nel primo semestre 2014 è positivo per 1.804 milioni di euro, in incremento di 1.174 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente in conseguenza del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto, solo in parte controbilanciato dall'effetto cambi sulle attività e passività espresse in valuta diversa dall'euro e dal differente ammontare degli elementi di natura non monetaria.

Il *cash flow* da attività di investimento/disinvestimento nel primo semestre 2014 ha assorbito liquidità per 2.525 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2013 aveva assorbito liquidità per complessivi 2.377 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 2.485 milioni di euro nel primo semestre 2014, si incrementano di 142 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dei maggiori investimenti effettuati all'estero e nelle tecnologie rinnovabili.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 104 milioni di euro nel primo semestre 2014 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, nonché ad acconti per futuro acquisti di partecipazioni minori.

Nel primo semestre 2014 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 e si riferiscono interamente alla cessione di alcune società minori della Divisione Energie Rinnovabili.

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi sei mesi del 2014, pari a 41 milioni di euro, è essenzialmente correlata ai disinvestimenti ordinari del periodo.

Il cash flow da attività di finanziamento ha assorbito liquidità per complessivi 104 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2013 aveva assorbito liquidità per 2.319 milioni di euro. Il flusso del primo semestre del 2014 è sostanzialmente relativo alle nuove emissioni di strumenti ibridi per circa 1,6 miliardi di euro. Tale liquidità è stata più che compensata dai rimborsi e dalle altre variazioni nette dei debiti finanziari per 1.081 milioni di euro, dall'esborso (per 180 milioni di euro) dovuto all'acquisto dell'ulteriore quota del 15,18% della società brasiliana Coelce e dal fabbisogno connesso al pagamento dei dividendi a minoranze azionarie del Gruppo per 1.870 milioni di euro.

Nel primo semestre 2014 il *cash flow* generato dall'attività operativa per 1.804 milioni di euro ha solo in parte fronteggiato il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento pari a 104 milioni di euro e da attività di investimento pari a 2.525 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 giugno 2014 risultano pari a 7.065 milioni di euro a fronte di 7.900 milioni di euro di fine 2013. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 10 milioni di euro.

Risultati per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato dal Gruppo citato in precedenza. Come già evidenziato nel paragrafo "Restatement dei dati economici e patrimoniali", talune modifiche ai principi contabili di riferimento IFRS-EU utilizzati dal Gruppo applicabili dal 1º gennaio 2014 in via retrospettica, hanno comportato la rideterminazione, ai soli fini comparativi, dei risultati economici relativi al primo semestre 2013, delle divisioni ed aree di attività del Gruppo. Si segnala inoltre che tali modifiche hanno generato coerenti rettifiche nei dati operativi delle medesime divisioni ed aree di attività, ove impattate, relativi allo stesso periodo del 2013.

Risultati per area di attività del secondo trimestre 2014 e 2013

Secondo 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	3.428	4.578	996	7.113	1.174	608	22	17.919
Ricavi intersettoriali	28	728	874	19	81	55	(1.785)	-
Totale ricavi	3.456	5.306	1.870	7.132	1.255	663	(1.763)	17.919
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(17)	(61)	-	13	(1)	28	(1)	(39)
Margine operativo lordo	216	338	1.171	1.479	224	408	6	3.842
Ammortamenti e perdite di valore	127	112	247	689	104	136	24	1.439
Risultato operativo	89	226	924	790	120	272	(18)	2.403

⁽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.

Secondo trimestre 2013 restated (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	3.746	4.603	1.016	7.528	1.293	639	17	18.842
Ricavi intersettoriali	33	1.017	915	19	149	128	(2.261)	_
Totale ricavi	3.779	5.620	1.931	7.547	1.442	767	(2.244)	18.842
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(23)	(24)	_	(72)	6	14	-	(99)
Margine operativo lordo	237	337	1.008	1.906	145	490	6	4.129
Ammortamenti e perdite di valore	128	138	247	700	168	148	26	1.555
Risultato operativo	109	199	761	1.206	(23)	342	(20)	2.574

⁽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. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 3 nelle Note illustrative di commento.

Risultati per area di attività del primo semestre 2014 e 2013

Primo semestre 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	7.789	8.337	1.817	14.331	2.458	1.246	123	36.101
Ricavi intersettoriali	59	1.941	1.903	42	164	119	(4.228)	-
Totale ricavi	7.848	10.278	3.720	14.373	2.622	1.365	(4.105)	36.101
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(33)	(34)	-	29	(1)	46	(1)	6
Margine operativo lordo	538	735	2.118	2.982	505	889	111	7.878
Ammortamenti e perdite di valore	281	227	492	1.357	192	271	47	2.867
Risultato operativo	257	508	1.626	1.625	313	618	64	5.011
Investimenti	43	62	455	846	422	641	16	2.485

⁽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.

Primo semestre 2013 restated (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	8.637	9.369	1.741	15.480	2.785	1.241	34	39.287
Ricavi intersettoriali	75	2.731	2.043	35	317	230	(5.431)	-
Totale ricavi	8.712	12.100	3.784	15.515	3.102	1.471	(5.397)	39.287
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(49)	(44)	-	(178)	(4)	20	-	(255)
Margine operativo lordo	477	628	1.966	3.566	509	967	30	8.143
Ammortamenti e perdite di valore	287	234	487	1.418	301	268	55	3.050
Risultato operativo	190	394	1.479	2.148	208	699	(25)	5.093
Investimenti	24	94	483	796	376	545	25	2.343

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.
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. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 3 nelle Note illustrative di commento.

Mercato

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

_	2° trimestre			Milioni di kWh		nestre			
	2014	2013	Variaz	zioni		2014	2013	Variaz	zioni
					Mercato libero:				
	5.976	5.949	27	0,5%	- clienti mass market	12.543	12.653	(110)	-0,9%
	2.678	2.287	391	17,1%	- clienti business ⁽¹⁾	5.348	4.552	796	17,5%
	380	449	(69)	-15,4%	- clienti in regime di salvaguardia	810	926	(116)	-12,5%
	9.034	8.685	349	4,0%	Totale mercato libero	18.701	18.131	570	3,1%
					Mercato regolato:				
	11.249	12.326	(1.077)	-8,7%	- clienti in regime di maggior tutela	24.832	27.447	(2.615)	-9,5%
	20.283	21.011	(728)	-3,5%	TOTALE	43.533	45.578	(2.045)	-4,5%

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

L'energia venduta dall'Area Mercato nel primo semestre 2014 è pari a 43.533 milioni di kWh, (20.283 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014), con un decremento di 2.045 milioni di kWh (-728 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, il decremento relativo alle minori vendite sul mercato regolato, a seguito del continuo passaggio dei clienti al mercato libero, è stato solo parzialmente compensato dalle maggiori quantità intermediate ai clienti business dello stesso mercato. Analogo andamento nelle vendite di energia elettrica si rileva nel secondo trimestre 2014.

Vendite di gas naturale

 2° trimestre			Milioni di m³			1° semestre				
2014	2013	Variazioni		2014	2013	Varia	zioni			
396	431	(35) -8,1%	Clienti mass market (1)	1.799	2.181	(382)	-17,5%			
114	158	(44) -27,8%	Clienti business	314	404	(90)	-22,3%			
510	589	(79) -13,4%	Totale	2.113	2.585	(472)	-18,3%			

⁽¹⁾ Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nel primo semestre 2014 è pari a 2.113 milioni di metri cubi (510 milioni di metri cubi nel secondo trimestre 2014), registrando un decremento di 472 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio. Nel secondo trimestre 2014 si rileva un analogo decremento delle quantità vendute.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro			1° semestre		
2014	2013 restated	Varia	azioni		2014	2013 restated	Varia	zioni
3.456	3.779	(323)	-8,5%	Ricavi	7.848	8.712	(864)	-9,9%
216	237	(21)	-8,9%	Margine operativo lordo	538	477	61	12,8%
89	109	(20)	-18,3%	Risultato operativo	257	190	67	35,3%
				Investimenti	43	24	19	79,2%

Risultati economici del secondo trimestre

I *ricavi* del secondo trimestre 2014 ammontano a 3.456 milioni di euro, con un decremento di 323 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2013 (-8,5%). In particolare, la diminuzione è connessa ai sequenti principali fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 183 milioni di euro, connessi prevalentemente al decremento delle quantità vendute (-1,1 TWh) in un regime di prezzi medi decrescenti;
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 39 milioni di euro sostanzialmente riferibili ai minori prezzi medi di vendita;
- > minori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 49 milioni di euro, prevalentemente correlabili al decremento delle quantità vendute.

Il *margine operativo lordo* del secondo trimestre 2014 si attesta a 216 milioni di euro, con un decremento di 21 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale decremento è riferibile alla riduzione del margine sia sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas sia sul mercato regolato dell'energia elettrica.

Il *risultato operativo* del secondo trimestre 2014, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 127 milioni di euro (128 milioni di euro nell'analogo periodo del 2013), è pari a 89 milioni di euro, registrando un decremento di 20 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2013.

Risultati economici del primo semestre

I *ricavi* del primo semestre del 2014 ammontano a 7.848 milioni di euro, con un decremento di 864 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013 (-9,9%). Tale variazione risente dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 531 milioni di euro, connessi essenzialmente alla riduzione dei ricavi tariffari a copertura dei costi di generazione e al decremento delle quantità vendute (-2,6 TWh); tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione;
- > minori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 294 milioni di euro, prevalentemente correlabili al decremento delle quantità vendute;
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 55 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 (+0,6 TWh).

Il *margine operativo lordo* del primo semestre 2014 si attesta a 538 milioni di euro, registrando un incremento di 61 milioni di euro rispetto al primo semestre 2013 (+12,8%). In particolare, la variazione è riferibile:

- ad un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 85 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 24 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 tariffario.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2014, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 6 milioni di euro, è pari a 257 milioni di euro e registra un incremento di 67 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 43 milioni di euro, in aumento di 19 milioni di euro rispetto al primo semestre 2013.

Generazione ed Energy Management

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

_	2° trim	nestre			Milioni di kWh	1° sem	nestre		
	2014	2013 restated	Variaz	zioni		2014	2013 restated	Variaz	ioni
	9.548	8.904	644	7,2%	Termoelettrica	19.923	19.848	75	0,4%
	4.645	5.531	(886)	-16,0%	Idroelettrica	8.800	9.088	(288)	-3,2%
	2	3	(1)	-33,3 %	Altre fonti	4	4	-	-
	14.195	14.438	(243)	-1,7%	Totale produzione netta	28.727	28.940	(213)	-0,7%
	14.109	14.118	(9)	-0,1%	- di cui Italia	28.420	28.113	307	1,1%
	86	320	(234)	-73,1%	- di cui Belgio	307	827	(520)	-62,9 %

Nel primo semestre 2014, la produzione netta di energia elettrica dell'Area Generazione ed Energy Management ammonta a 28.727 milioni di kWh (14.195 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014), registrando un decremento dello 0,7 % (-1,7% nel secondo trimestre 2014) rispetto all'analogo periodo del 2013 (-213 milioni di kWh). La minore produzione idroelettrica (per 288 milioni di kWh) è riferibile essenzialmente alla variazione di perimetro di SE Hydropower (-669 milioni di kWh) a seguito del cambio della governance della società che ne ha comportato la perdita del controllo ed il conseguente cambiamento del metodo di consolidamento da integrale a proporzionale, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla produzione idroelettrica (+381 milioni di kWh) connessa alle migliori condizioni di idraulicità del periodo.

La produzione termoelettrica in Italia rileva un incremento di 595 milioni di kWh pur in presenza di una diminuzione dell'energia richiesta nel mercato domestico. Tale incremento è stato solo parzialmente compensato dalla minore produzione realizzata in Belgio nell'impianto di Marcinelle Energie (-520 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 secondo trimestre 2014.

Contributi alla produzione termica lorda

	2º trir	nestre				Milioni di kWh		1º ser	mestre			
20	014	2	013	Variazioni			2014		2013		Varia	zioni
110	1,1%	85	0,9%	25	29,4%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	266	1,2%	181	0,8%	85	47,0%
2	-	63	0,6%	(61)	- 96,8%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)	12	0,1%	108	0,5%	(96)	- 88,9%
112	1,1%	148	1,5%	(36)	- 24,3%	Totale olio combustibile	278	1,3%	289	1,3%	(11)	-3,8%
1.544	14,9%	2.192	22,8%	(648)	29,6%	Gas naturale	3.262	15,1%	4.680	21,9%	(1.418)	30,3%
8.532	82,3%	7.123	74,1%	1.409	19,8%	Carbone	17.732	82,2%	16.128	75,4%	1.604	9,9%
178	1,7%	151	1,6%	27	17,9%	Altri combustibili	299	1,4%	294	1,4%	5	1,7%
10.366	100,0%	9.614	100,0%	752	7,8%	Totale	21.571	100,0%	21.391	100,0%	180	0,8%

La produzione termoelettrica lorda del primo semestre 2014 si attesta a 21.571 milioni di kWh (10.366 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014), registrando un incremento di 180 milioni di kWh (+0.8%) rispetto al primo semestre 2013 (+7.8% nel secondo trimestre 2014). Tale incremento è dovuto al

maggior utilizzo degli impianti a carbone, maggiormente competitivi rispetto agli impianti a ciclo combinato.

Risultati economici

2° t	rimestre			Milioni di euro	1°	semestre		
2013 2014 restated		Variazioni			2014	2013 restated	Varia	zioni
5.306	5.620 (314) -5,6%		-5,6%	Ricavi	10.278	12.100	(1.822)	-15,1%
338	337	1	0,3 %	Margine operativo lordo	735	628	107	17,0%
226	199	27	13,6%	Risultato operativo	508	394	114	28,9%
			Investimenti	62	94	(32)	-34,0%	

Risultati economici del secondo trimestre

I *ricavi* del secondo trimestre 2014 ammontano a 5.306 milioni di euro, con un decremento di 314 milioni di euro (-5,6%) rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale decremento è essenzialmente riferibile ai sequenti fattori:

- > minori ricavi da vendita di energia elettrica per 1.060 milioni di euro, a fronte di minori vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 1.044 milioni di euro e di una riduzione di ricavi per vendita di energia elettrica alle altre Divisioni del Gruppo per 199 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 243 milioni di euro;
- > minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 258 milioni di euro, correlati essenzialmente alle minori quantità intermediate;
- > maggiori ricavi per trading di combustibili pari a 1.034 milioni di euro, prevalentemente riferibili a operazioni su gas naturale.

Il *margine operativo lordo* del secondo trimestre 2014 si attesta a 338 milioni di euro, mostrando un andamento in linea (+0,3 %) con il valore registrato nel secondo trimestre 2013. Tale andamento è sostanzialmente riconducibile:

- > all'incremento del margine da vendita e trading di gas naturale per 30 milioni di euro;
- > al minor margine di generazione per 19 milioni di euro prevalentemente riferibile al calo dei prezzi di vendita dell'energia elettrica;
- > all'efficientamento operativo, oltre che all'effetto netto positivo della valutazione a fine periodo degli strumenti di copertura del rischio commodity in essere.

Il *risultato operativo* si attesta a 226 milioni di euro (199 milioni di euro nel secondo trimestre 2013) tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 26 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

I *ricavi* del primo semestre 2014 ammontano a 10.278 milioni di euro, con un decremento di 1.822 milioni di euro (-15,1 %) rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale decremento è prevalentemente riconducibile ai seguenti fattori:

> minori ricavi da vendita di energia elettrica per 2.236 milioni di euro, da riferire prevalentemente al decremento dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (2.190 milioni di euro) sostanzialmente connessi ai minori prezzi medi di vendita, nonché ai minori ricavi (441 milioni di

euro) per vendita di energia elettrica alle altre società del Gruppo ed in particolare alle società italiane operanti sui mercati finali. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi per vendite di energia elettrica ad altri rivenditori nazionali per 481 milioni di euro;

- > minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 485 milioni di euro, correlati essenzialmente alle minori quantità intermediate (-2,7 TWh);
- > maggiori ricavi per trading di combustibili pari a 750 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili al maggior volume intermediato di gas naturale (804 milioni di euro);
- > maggiori 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; tale effetto positivo è stato solo parzialmente compensato dalla minore contribuzione della società, per 25 milioni di euro, ai ricavi della divisione conseguente al cambio del metodo di consolidamento (da integrale a proporzionale) della medesima società in quanto rientrante nella fattispecie di joint operation;
- > maggiori ricavi per vendita di certificati verdi per 126 milioni di euro.

Il *margine operativo lordo* del primo semestre 2014 si attesta a 735 milioni di euro, registrando un incremento di 107 milioni di euro (+17,0%) rispetto ai 628 milioni di euro del primo semestre 2013. Tale incremento è sostanzialmente riconducibile:

- > al maggior margine da vendita e trading di gas naturale per 62 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 varizione di perimetro (10 milioni di euro);
- > al miglioramento del margine di generazione per 4 milioni di euro riferibile essenzialmente al miglior mix di generazione, a seguito delle migliori condizioni di idraulicità, ai minori costi per certificati ambientali ed al miglior margine realizzato sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento; tali fattori sono stati solo parzialmente compensati dagli effetti relativi al calo dei prezzi di vendita dell'energia elettrica;
- > ai minori costi operativi, nonché all'effetto netto positivo della componente valutativa degli strumenti di copertura del rischio commodity in essere a fine periodo.

Il *risultato operativo* si attesta a 508 milioni di euro e, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 7 milioni di euro, registra un incremento di 114 milioni di euro (+28,9%) rispetto ai 394 milioni di euro dello stesso periodo del 2013.

Investimenti

Gli *investimenti* del primo semestre 2014 ammontano a 62 milioni di euro, di cui 56 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del primo semestre 2014 hanno riguardato la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici, tra cui diverse attività presso l'impianto di Brindisi ed 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

	2º trir	nestre			Milioni di kWh	1° sen	nestre		
	2014	2013	Variaz	zioni		2014	2013	Variaz	zioni
					Energia trasportata sulla rete				
į	52.845	54.911	(2.066)	-3,8%	di distribuzione di Enel (milioni di kWh) (1)	109.408	113.138	(3.730)	-3,3%

⁽¹⁾ Il dato del primo semestre 2013 e del secondo trimestre 2013 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo semestre 2014 registra un decremento di 3.730 milioni di kWh (-3,3%) passando da 113.138 milioni di kWh del primo semestre 2013 a 109.408 milioni di kWh del primo semestre 2014. Tale variazione è sostanzialmente in linea con l'attuale debolezza della domanda di energia elettrica in Italia.

Analogo andamento si registra nel secondo trimestre 2014 con un'energia trasportata pari a 52.845 milioni di kWh, con un decremento di 2.066 milioni di kWh (-3,8%) rispetto al medesimo periodo del 2013.

Risultati economici

2° t	rimestre			Milioni di euro	1°	semestre		
2014	2013 restated	Varia	ızioni		2014	2013 restated	Varia	zioni
1.870	1.931	(61)	-3,2%	Ricavi	3.720	3.784	(64)	-1,7 %
1.171	1.008	163	16,2%	Margine operativo lordo	2.118	1.966	152	7,7%
924	761	163	21,4%	Risultato operativo	1.626	1.479	147	9,9%
				Investimenti	455	483	(28)	-5,8%

Risultati economici del secondo trimestre

I *ricavi* del secondo trimestre 2014 ammontano a 1.870 milioni di euro, in decremento di 61 milioni di euro (-3,2%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente ai minori ricavi per 36 milioni di euro riferibili alla rilevazione di conguagli e revisioni di stime su esercizi precedenti, nonché ai minori contributi di allacciamento per 30 milioni di euro.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 1.171 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 163 milioni di euro (+16,2%) sostanzialmente riconducibile:

- > al maggior margine per 177 milioni di euro sui Titoli di Efficienza Energetica (TEE) 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' Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AAEGSI);
- > all'incremento del margine da trasporto energia elettrica per 10 milioni di euro;
- > al minor margine sui contributi di allacciamento per 30 milioni di euro.

Il *risultato operativo*, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 247 milioni di euro (in linea con il valore registrato nel secondo trimestre 2013), si attesta a 924 milioni di euro, con un incremento di 163 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2013 (+21,4%).

Risultati economici primo semestre

I *ricavi* del primo semestre 2014 ammontano a 3.720 milioni di euro, in diminuzione di 64 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso essenzialmente a:

- > minori contributi di allacciamento per 62 milioni di euro;
- > minori ricavi per 56 milioni di euro connessi alla rilevazione di conguagli e revisioni di stime;
- la riduzione dei ricavi tariffari per 15 milioni di euro, riferibile sostanzialmente alla diminuzione delle quantità trasportate rispetto allo stesso periodo del 2013, solo parzialmente compensata dall'incremento delle tariffe di distribuzione a seguito della delibera dell'AAEGSI n. 154/2014; maggiori ricavi per 43 milioni di euro per contributi da Cassa Conguaglio per la vendita dei TEF:
- > maggiori ricavi per servizi di illuminazione pubblica per 11 milioni di euro.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 2.118 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 152 milioni di euro (+7,7%) sostanzialmente riconducibile a:

- > il maggior margine realizzato sui TEE per 184 milioni di euro, dovuto al sopracitato meccanismo di reintegro dei costi di acquisto dei titoli stessi;
- > all'adeguamento positivo del fondo rischi e contenzioso 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 decremento del margine da trasporto energia elettrica per 17 milioni di euro, connesso principalmente alla contrazione dei volumi trasportati, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento delle tariffe;
- > al minor margine sulle connessioni a nuovi clienti per 63 milioni di euro.

Il *risultato operativo*, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 492 milioni di euro (487 milioni di euro nel primo semestre 2013), si attesta a 1.626 milioni di euro, con un incremento di 147 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+9,9%).

Investimenti

Gli *investimenti* del primo semestre 2014 ammontano a 455 milioni di euro registrando un decremento di 28 milioni di euro rispetto al valore dell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Tale decremento è riferito principalmente a minori investimenti per connessioni a clienti ed impianti di generazione.

Iberia e America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia

2° trimestre				Milioni di kWh	1° sen			
2014	2013 restated	Variaz	zioni		2014	2013 restated	Variaz	ioni
15.416	12.822	2.594	20,2%	Termoelettrica	27.442	27.757	(315)	-1,1%
5.695	5.979	(284)	-4,7%	Nucleare	12.578	12.743	(165)	-1,3%
10.056	10.111	(55)	-0,5%	Idroelettrica	20.298	19.995	303	1,5%
31	25	6	24,0%	Eolica	70	70	-	
31.198	28.937	2.261	7,8%	Totale produzione netta	60.388	60.565	(177)	-0,3%
16.746	15.482	1.264	8,2%	- di cui Penisola iberica	31.978	31.856	122	0,4%
3.775	2.876	899	31,3%	- di cui Argentina	7.155	6.825	330	4,8%
1.090	970	120	12,4%	- di cui Brasile	2.473	2.216	257	11,6%
4.104	4.288	(184)	-4,3%	- di cui Cile	8.166	9.109	(943)	-10,4%
3.139	3.348	(209)	-6,2%	- di cui Colombia	6.113	6.366	(253)	-4,0%
2.344	1.973	371	18,8%	- di cui Perù	4.503	4.193	310	7,4%

La produzione netta effettuata nel primo semestre 2014 è pari a 60.388 milioni di kWh, con un decremento di 177 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2013.

In particolare, nel primo semestre 2014, la produzione netta nella Penisola iberica si incrementa di 122 milioni di kWh (+0,4%) per effetto principalmente della maggiore produzione termoelettrica (+7,1%) solo parzialmente compensata dalla minore produzione idroelettrica (-10,4%) e dalla minore produzione nucleare (-1,3%). In America Latina la produzione netta di energia elettrica registra un decremento di 299 milioni di kWh, prevalentemente per effetto della minore produzione termoelettrica in Cile, connessa al fermo dell'impianto di Bocamina II, e della minore produzione idroelettrica in Colombia, riferibile alle peggiori condizioni idrologiche. Tali riduzioni sono solo parzialmente compensate dall'incremento della produzione termoelettrica in Perù e della produzione idroelettrica in Brasile e Argentina.

Nel secondo trimestre 2014 la produzione netta è pari a 31.198 milioni di kWh, con un incremento di 2.261 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2013. In particolare si segnala un incremento della produzione netta nella Penisola iberica per 1.264 milioni di kWh (+8,2%), da riferire principalmente ad una maggiore produzione termoelettrica (+37,7%) ed un incremento in America Latina per 997 milioni di kWh (+7,4%) legato principalmente ad una maggiore produzione termoelettrica in Argentina e Perù solo parzialmente compensata da una minore produzione idroelettrica in Colombia e termoelettrica in Cile.

Contributi alla produzione termica lorda

	2° tri	mestre				Milioni di kWh		1° ser	nestre			
20	014	2013 r	estated	Vari	azioni		2014 2013			3 restated Vari		zioni
1.762	8,1%	1.968	10,0%	(206)	-10,5%	Olio combustibile	3.442	8,3%	3.601	8,5%	(159)	-4,4%
5.919	26,8%	4.501	22,8%	1.418	31,5%	Gas naturale	12.028	28,8%	11.742	27,8%	286	2,4%
6.750	30,6%	5.186	26,3%	1.564	30,2%	Carbone	10.455	25,0%	10.809	25,6%	(354)	-3,3%
5.921	26,8%	6.218	31,5%	(297)	-4,8%	Combustibile nucleare	13.073	31,3%	13.259	31,3%	(186)	-1,4%
1.704	7,7%	1.866	9,4%	(162)	-8,7%	Altri combustibili	2.765	6,6%	2.880	6,8%	(115)	-4,0%
22.056	100,0%	19.739	100,0%	2.317	11,7%	Totale	41.763	100,0%	42.291	100,0%	(528)	-1,2%

La produzione termica lorda nel primo semestre 2014 è pari a 41.763 milioni di kWh (22.056 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014) e registra un decremento di 528 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+2.317 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014) per effetto del minore utilizzo delle centrali a carbone che risentono negativamente del già citato fermo dell'impianto di Bocamina II in Cile, che ha più che compensato l'incremento nella penisola iberica.

Trasporto di energia elettrica

_	2° trimestre				Milioni di kWh	1° sen	nestre		
		2013					2013		
	2014	restated	Variazi	ioni		2014	restated	Variazi	oni
	38.799	38.529	270	0.7%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	78.571	78.425	146	0.39/
-	38.799	38.529	270	0,7%	ai Enei	78.571	78.425	146	0,2%
	23.311	23.665	(354)	-1,5%	- di cui Penisola iberica	47.288	48.468	(1.180)	-2,4%
	3.699	3.513	186	5,3%	- di cui Argentina	7.391	7.116	275	3,9%
	4.754	4.491	263	5,9%	- di cui Brasile	9.904	9.266	638	6,9%
	3.324	3.248	76	2,3%	- di cui Cile	6.596	6.408	188	2,9%
	2.043	2.002	41	2,0%	- di cui Colombia	4.029	3.932	97	2,5%
	1.668	1.610	58	3,6%	- di cui Perù	3.363	3.235	128	4,0%

L'energia trasportata nel primo semestre 2014 è pari a 78.571 milioni di kWh (38.799 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014) e registra un incremento di 146 milioni di kWh (270 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014). In particolare, la maggiore energia distribuita nei paesi latinoamericani (+4,4%) e in particolare in Brasile, è stata solo parzialmente compensata dalla minore energia vettoriata in Europa (-2,4%) correlata al calo della domanda nella Penisola iberica.

Vendita di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1º ser	nestre		
2014	2013 restated	Variazi	ioni		2014	2013 restated	Variazi	oni
24.042	24.337	(295)	-1,2%	Mercato libero	50.030	50.408	(378)	-0,7%
14.181	13.471	710	5,3%	Mercato regolato	28.339	27.045	1.294	4,8%
38.223	37.808	415	1,1%	Totale	78.369	77.453	916	1,2%
22.735	22.944	(209)	-0,9%	- di cui Penisola iberica	47.086	47.496	(410)	-0,9%
3.699	3.513	186	5,3%	- di cui Argentina	7.391	7.116	275	3,9%
4.754	4.491	263	5,9%	- di cui Brasile	9.904	9.266	638	6,9%
3.324	3.248	76	2,3%	- di cui Cile	6.596	6.408	188	2,9%
2.043	2.002	41	2,0%	- di cui Colombia	4.029	3.932	97	2,5%
1.668	1.610	58	3,6%	- di cui Perù	3.363	3.235	128	4,0%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel primo semestre 2014 sono pari a 78.369 milioni di kWh (38.223 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014), con un incremento di 916 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2013 (415 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014). L'incremento delle vendite in America Latina (+1.326 milioni di kWh), conseguente all'aumento della domanda di energia elettrica generalizzata in tutti i paesi, è stato solo parzialmente compensato dalla riduzione delle quantità vendute nella Penisola Iberica (-410 milioni di kWh) a seguito del perdurare della crisi economica.

Risultati economici

2° t	rimestre			Milioni di euro	1°	semestre		
2014	2013 restated	Varia	zioni		2014	2013 restated	Varia:	zioni
7.132	7.547	(415)	-5,5%	Ricavi	14.373	15.515	(1.142)	-7,4%
1.479	1.906	(427)	-22,4 %	Margine operativo lordo	2.982	3.566	(584)	-16,4 %
790	1.206	(416)	-34,5%	Risultato operativo	1.625	2.148	(523)	-24,3%
				Investimenti	846	796	50	6,3 %

Risultati secondo trimestre

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

Milioni di euro	Milioni di euro Ricavi					o lordo	Risultato operativo			
		2013			2013			2013		
	2014	restated	Variazione	2014	restated	Variazione	2014	restated	Variazione	
Europa	4.725	4.855	(130)	777	872	(95)	320	425	(105)	
America Latina	2.407	2.692	(285)	702	1.034	(332)	470	781	(311)	
Totale	7.132	7.547	(415)	1.479	1.906	(427)	790	1.206	(416)	

I *ricavi* del secondo trimestre 2014 sono in decremento di 415 milioni di euro, per effetto di:

- > minori ricavi in Europa per 130 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alle minori quantità vendute per effetto della riduzione della domanda di energia elettrica;
- > minori ricavi in America Latina per 285 milioni di euro, che risentono del riconoscimento nel secondo trimestre 2013 alla società argentina Edesur di un contributo governativo di 301 milioni di euro a seguito della Resolución n. 250/13 inerente il Mecanismo Monitoreo de Costes; tale effetto positivo è parzialmente compensato dall'effetto dell'apprezzamenteo dell'euro nei confronti delle valute in cui le società latinoamericane operano.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 1.479 milioni di euro, in decremento di 427 milioni di euro (-22,4 %) rispetto all'analogo periodo del 2013, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in America Latina per 332 milioni di euro, da riferire sostanzialmente al riconoscimento del sopracitato contributo governativo a Edesur;
- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 95 milioni di euro, da riferire essenzialmente ai minori margini di generazione connessi principalmente all'incremento degli oneri di sistema stabiliti dal Regolatore spagnolo a partire dal 1º gennaio 2013.

Il *risultato operativo* del secondo trimestre 2014, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 689 milioni di euro, è pari a 790 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2013, un decremento di 416 milioni di euro.

Risultati primo semestre

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

Milioni di euro		Ricavi		Mar	gine operativ	o lordo	Risultato operativo			
		2013			2013			2013		
·	2014	restated	Variazione	2014	restated	Variazione	2014	restated	Variazione	
Europa	9.881	10.442	(561)	1.728	1.828	(100)	821	917	(96)	
America Latina	4.492	5.073	(581)	1.254	1.738	(484)	804	1.231	(427)	
Totale	14.373	15.515	(1.142)	2.982	3.566	(584)	1.625	2.148	(523)	

I *ricavi* del primo semestre 2014 registrano un decremento di 1.142 milioni di euro, per effetto di:

- minori ricavi in Europa per 561 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al calo della domanda di energia elettrica che ha inciso negativamente sui volumi generati e venduti sul mercato finale, alla riduzione dei prezzi medi di vendita all'ingrosso e sui mercati finali, nonché all'effetto dei minori contributi ricevuti a fronte della generazione nell'area extrapeninsulare. A tali effetti si aggiungono gli impatti negativi sulla remunerazione dei distributori di energia elettrica introdotti in Spagna dal Regio Decreto n. 9/2013;
- minori ricavi in America Latina per 581 milioni di euro, riferibili sostanzialmente all'andamento sfavorevole dei tassi di cambio tra le diverse monete locali e l'euro, nonché all'introduzione, nel luglio 2013, di una significativa modifica nel quadro regolamentare argentino relativamente al combustibile utilizzato negli impianti di generazione, il cui approvvigionamento è effettuato da CAMMESA e per il quale i relativi costi sono stati riconosciuti direttamente a riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica. Sempre in Argentina si segnala l'effetto dei minori ricavi per contributi governativi relativamente al Mecanismo Monitoreo de Costes per 238 milioni di euro. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica in Perù e Colombia.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 2.982 milioni di euro, con un decremento di 584 milioni di euro (-16,4%) rispetto all'analogo periodo del 2013, a seguito di:

- > una riduzione del margine operativo lordo in Europa per 100 milioni di euro, da riferire essenzialmente:
 - al decremento del margine rilevato sulle attività regolate (357 milioni di euro) dovuto essenzialmente alla riduzione del margine di generazione nell'area extra-pensinsulare (249 milioni di euro) che risente negativamente delle modifiche regolatorie e del margine di distribuzione di energia elettrica (74 milioni di euro);
 - all'incremento del margine realizzato sulle attività liberalizzate per 150 milioni di euro connesso sostanzialmente ai minori costi di approvvigionamento di energia elettrica a seguito della riduzione dei prezzi medi di acquisto (146 milioni di euro) e all'incremento del margine di distribuzione del gas (71 milioni di euro), solo in parte compensati dall'effetto negativo della riduzione dei prezzi medi di vendita, dalla rideterminazione dei canoni per utilizzazione delle acque in Spagna (33 milioni di euro), dall'adeguamento positivo nel primo trimestre 2013 del fondo relativo alla vertenza con E.On sul contratto di acquisto della centrale di Los Barrios (29 milioni di euro), nonché dall'incremento per l'accantonamento del "bono social" (56 milioni di euro) a seguito dell'Ordine Ministeriale n. 350/2014; alla riduzione dei costi operativi per 107 milioni di euro;
- > un decremento del margine operativo lordo in America Latina per 484 milioni di euro, riferibile all'effetto cambio che ha penalizzato i risultati ottenuti in particolar modo in Colombia e Brasile, 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. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dal miglioramento del margine di generazione che ha beneficiato dei maggiori volumi prodotti in un contesto di prezzi crescenti.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2014, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 1.357 milioni di euro, è pari a 1.625 milioni di euro (2.148 milioni di euro nel primo semestre 2013) ed evidenzia un andamento in linea con il margine operativo lordo.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 846 milioni di euro con un incremento di 50 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo semestre 2014 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione (359 milioni di euro, di cui 199 milioni di euro in Europa e 160 milioni di euro in America Latina). Gli investimenti su impianti di generazione (320 milioni di euro) si sono focalizzati principalmente sulle attività relative alla realizzazione della centrale idroelettrica El Quimbo in Colombia.

Internazionale

Dati operativi

Produzione netta di energia

_	2° trir	nestre			Milioni di kWh	1° sem	estre		
_	2014	2013	Varia	zioni		2014	2013	Variaz	ioni
	10.090	9.938	152	1,5%	Termoelettrica	21.207	21.416	(209)	-1,0%
	3.218	3.279	(61)	-1,9%	Nucleare	7.050	7.157	(107)	-1,5%
	1.026	1.630	(604)	-37,1%	Idroelettrica	1.897	2.917	(1.020)	-35,0%
	7	8	(1)	-12,5 %	Altre fonti	28	28	_	_
	14.341	14.855	(514)	-3,5%	Totale produzione netta	30.182	31.518	(1.336)	-4,2%
	9.703	9.541	162	1,7%	- di cui Russia	20.342	20.475	(133)	-0,6%
	4.638	5.314	(676)	-12,7%	- di cui Slovacchia	9.840	11.043	(1.203)	-10,9%

La produzione netta effettuata nel primo semestre 2014 dalla divisione è pari a 30.182 milioni di kWh (14.341 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014), con un decremento di 1.336 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2013 (-514 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014). Tale variazione del semestre è riferibile essenzialmente al decremento della produzione idroelettrica in Slovacchia, connesso alle più sfavorevoli condizioni di idraulicità del periodo, e della produzione termoelettrica in Russia.

Contributi alla produzione termica lorda

	2º tri	mestre				Milioni di kWh	1° semestre					
20	014	20)13	Vari	azioni		20	014	20	013	Variazio	
34	0,2%	24	0,2%	10	41,7%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	68	0,2%	35	0,1%	33	94,3%
5.381	38,1%	5.137	36,6%	244	4,7%	Gas naturale	11.529	38,4%	11.242	37,0%	287	2,6%
5.259	37,2%	5.343	38,1%	(84)	-1,6%	Carbone	10.822	36,1%	11.369	37,5%	(547)	-4,8%
3.466	24,5%	3.532	25,1%	(66)	-1,9%	Combustibile nucleare	7.579	25,3%	7.695	25,4%	(116)	-1,5%
14.140	100,0%	14.036	100,0%	104	0,7%	Totale	29.998	100,0%	30.341	100,0%	(343)	- 1,1%

La produzione termica lorda del primo semestre 2014 registra un decremento di 343 milioni di kWh (+104 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014), attestandosi a 29.998 milioni di kWh (14.140 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014). Il decremento è sostanzialmente relativo alla minore produzione da carbone e combustibile nucleare registratasi in Russia e Slovacchia.

Trasporto di energia elettrica

2° trim	estre			Milioni di kWh	1° semestre				
2014 2013 Variazioni			zioni		2014	2013	Variazi	oni	
3.323	3.323 3.341 (18) -0,5%		Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	6.887	6.950	(63)	-0,9%		

L'energia trasportata dalla Divisione, tutta concentrata in Romania, nel primo semestre 2014 è pari a 6.887 milioni di kWh, in diminuzione dello 0,9% rispetto ai 6.950 milioni di kWh del medesimo periodo dell'esercizio precedente, mentre nel secondo trimestre 2014 è pari a 3.323 milioni di kWh rispetto ai 3.341 milioni di kWh (-0,5%) del periodo precedente.

Vendita di energia elettrica

_	2° trir	mestre	Milioni di kWh			1° semestre			
	2014	2013 restated	Variaz	ioni		2014	2013 restated	Variaz	ioni
	2.534	3.200	(666)	-20,8%	Mercato libero	5.083	6.654	(1.571)	-23,6%
	1.393	1.725	(332)	-19,2%	Mercato regolato	3.109	3.780	(671)	-17,8%
	3.927	4.925	(998)	-20,3%	Totale	8.192	10.434	(2.242)	-21,5%
	1.907	2.075	(168)	-8,1%	- di cui Romania	4.137	4.426	(289)	-6,5%
	872	1.840	(968)	-52,6%	- di cui Francia	1.765	4.023	(2.258)	-56,1%
	1.148	1.010	138	13,7%	- di cui Slovacchia	2.290	1.985	305	15,4%

Le vendite di energia elettrica effettuate dalla Divisione Internazionale nel primo semestre 2014 si attestano a 8.192 milioni di kWh (3.927 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014), con un decremento pari a 2.242 milioni di kWh (-998 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014) riferibile:

- > alle minori vendite in Romania per 289 milioni di kWh (-168 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014), a seguito della progressiva liberalizzazione dei clienti business completata a fine 2013;
- > al decremento delle vendite effettuate da Enel France per 2.258 milioni di kWh (-968 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014) a seguito della riduzione dei volumi di capacità disponibile;
- > all'aumento delle vendite in Slovacchia per 305 milioni di kWh (+138 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014).

Risultati economici

2° tı	rimestre	Milioni di euro			1	° semestre		
2014	2013 restated	Varia	zioni		2014	2013 restated	Varia	azioni
1.255	1.442	(187)	-13,0%	Ricavi	2.622	3.102	(480)	-15,5%
224	145	79	54,5 %	Margine operativo lordo	505	509	(4)	-0,8 %
120	(23)	143	-	Risultato operativo	313	208	105	50,5%
				Investimenti	422	376	46	12,2%

Risultati economici secondo 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	659	816	(157)	60	(23)	83	22	(95)	117	
Europa sud-orientale	237	259	(22)	80	84	(4)	53	54	(1)	
Russia	359	367	(8)	84	84	-	45	18	27	
Totale	1.255	1.442	(187)	224	145	79	120	(23)	143	

I *ricavi* del secondo trimestre 2014 sono in decremento di 187 milioni di euro (-13,0%) passando da 1.442 milioni di euro a 1.255 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > ai minori ricavi in Europa centrale per 157 milioni di euro, sostanzialmente riferibili ai decrementi registrati in Slovacchia (80 milioni di euro) per effetto della riduzione dei prezzi medi di vendita ed in Francia (77 milioni di euro) a seguito delle minori quantità vendute;
- > ai minori ricavi in Europa sud-orientale per 22 milioni di euro, essenzialmente riferibili alla Romania per via dei minori prezzi di vendita praticati;
- > al decremento dei ricavi in Russia per 8 milioni di euro a causa al deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro, solo in parte compensato dai maggiori ricavi di vendita praticati nel mercato libero.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 224 milioni di euro registrando un incremento di 79 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2013. Tale andamento è relativo:

- ad un incremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 83 milioni di euro, sostanzialmente per l'effetto positivo derivante da accantonamenti rilevati nel primo semestre 2013 su contenziosi relativi ad alcuni investimenti in partecipazioni estere. Tale effetto è stato solo in parte compensato dal minor margine operativo lordo registrato in Slovacchia a seguito dei minori prezzi medi di vendita e della minore produzione;
- > ad un decremento del margine operativo lordo in Europa sud-orientale per 4 milioni di euro, da collegare al peggioramento del margine energia rilevato in Romania dalle società di vendita.

Il *risultato operativo* del secondo trimestre 2014 è pari a 120 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2013, un incremento di 143 milioni di euro tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 104 milioni di euro.

Risultati economici primo semestre

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

Milioni di euro	Ricavi			Mar	Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione	2013	2013 restated	Variazione	
Europa centrale	1.345	1.722	(377)	173	144	29	98	16	82	
Europa sud-orientale	509	569	(60)	146	161	(15)	104	103	1	
Russia	768	811	(43)	186	204	(18)	111	89	22	
Totale	2.622	3.102	(480)	505	509	(4)	313	208	105	

I *ricavi* del primo semestre 2014 risultano pari a 2.622 milioni di euro, con un decremento di 480 milioni di euro (-15,5%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ai minori ricavi in Europa centrale per 377 milioni di euro, prevalentemente riferiti al decremento dei ricavi in Slovacchia (202 milioni di euro), connesso alla riduzione dei prezzi medi di vendita, e ai minori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France (174 milioni di euro) per effetto delle minori quantità vendute;
- > al decremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 60 milioni di euro, essenzialmente riferibile alla riduzione dei volumi di energia venduta e trasportata;
- > al decremento dei ricavi in Russia per 43 milioni di euro, per effetto essenzialmente delle minori quantità prodotte.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 505 milioni di euro registrando un decremento di 4 milioni di euro rispetto al primo semestre 2013. Tale andamento è relativo:

- > all'incremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 29 milioni di euro. In particolare, l'effetto positivo derivante dagli accantonamenti per rischi ed oneri su contenziosi sorti nel primo semestre 2013 relativamente ad alcun investimenti in partecipazioni estere, è stato solo in parte compensato dal minor margine rilevato da Slovenské Elektrárne (85 milioni di euro), connesso essenzialmente alla riduzione del margine energia, e dalla riduzione del margine in Francia (9 milioni di euro) a seguito ella riduzione dei volumi disponibili;
- > al decremento del margine operativo lordo in Russia per 18 milioni di euro, riferibile essenzialmente all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro solo parzialmente compensato dal miglioramento del margine energia a seguito dei maggiori prezzi medi di vendita;
- > al decremento del margine operativo lordo in Europa sud-orientale per 15 milioni di euro da collegare sostanzialmente al peggioramento dei risultati conseguiti dalle società rumene di distribuzione di energia elettrica nonostante gli efficientamenti operativi realizzati.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2014 è pari a 313 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2013, un incremento di 105 milioni di euro (50,5%) tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 192 milioni di euro.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 422 milioni di euro, in incremento di 46 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, da riferire sostanzialmente ai maggiori investimenti sugli impianti termoelettrici e nucleari.

Energie Rinnovabili

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trin	nestre			Milioni di kWh	1º sem	estre		
2014	2013 restated	Variaz	zioni		2014	2013 restaed	Variaz	zioni
3.174	3.332	(158)	-4,7%	Idroelettrica	6.008	5.995	13	0,2%
1.484	1.385	99	7,1%	Geotermoelettrica	2.943	2.736	207	7,6%
3.268	2.903	365	12,6%	Eolica	7.310	6.056	1.254	20,7%
124	203	(79)	-38,9%	Altre fonti	210	373	(163)	-43,7%
8.050	7.823	227	2,9%	Totale	16.471	15.160	1.311	8,6%
3.901	3.933	(32)	-0,8%	- di cui Italia	7.462	7.106	356	5,0%
963	1.109	(146)	-13,2%	- di cui Penisola iberica	2.492	2.484	8	0,3%
80	82	(2)	-2,4%	- di cui Francia	210	170	40	23,5%
125	136	(11)	-8,1%	- di cui Grecia	260	306	(46)	-15,0%
278	225	53	23,6%	- di cui Romania e Bulgaria	651	535	116	21,7%
1.840	1.501	339	22,6%	- di cui Stati Uniti e Canada	3.524	2.657	867	32,6%
508	562	(54)	-9,6%	- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	1.204	1.390	(186)	-13,4%
355	275	80	29,1%	- di cui Brasile e Cile	668	512	156	30,5%

La produzione netta della Divisione è pari nel primo semestre 2014 a 16.471 milioni di kWh (8.050 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014), con un incremento di 1.311 milioni di kWh (+227 milioni di kWh nel secondo trimestre 2014). Tale incremento è attribuibile per 955 milioni di kWh alla maggiore generazione all'estero, principalmente per effetto della maggiore produzione da fonte eolica in Nord America (+948 milioni di kWh, connesso al consolidamento di Buffalo Dunes Wind Project), nella penisola iberica (+142 milioni di kWh), in Cile (+152 milioni di kWh, a seguito della maggiore capacità installata) e in Romania (+109 milioni di kWh). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione da fonte idroelettrica a Panama (-274 milioni di kWh) che ha risentito delle sfavorevoli condizioni di idraulicità registrate nel periodo. La produzione elettrica in Italia nel primo semestre 2014 registra un incremento di 356 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2013, risentendo della maggiore produzione da fonte idroelettrica (+331 milioni di kWh a fronte di condizioni di idraulicità più favorevoli) solo parzialmente compensata dalla minore produzione da impianti eolici (-116 milioni di KWh).

Analogo andamento, sia pure in maniera meno marcata, si rileva nel secondo trimestre 2014.

Risultati economici

2° t	rimestre			1° semestre			
2014	2013 restated	Variazioni		2014	2013 restated	Variazioni	
663	767	(104) -13,6%	Ricavi	1.365	1.471	(106) -7,2	2%
408	490	(82) -16,7 %	Margine operativo lordo	889	967	(78) -8,1	%
272	342	(70) -20,5%	Risultato operativo	618	699	(81) -11,	6%
			Investimenti	641	545	96 17,0	6%

Risultati economici secondo 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	420	542	(122)	305	350	(45)	206	248	(42)	
America Latina	135	95	40	23	36	(13)	11	12	(1)	
Nord America	108	130	(22)	80	104	(24)	55	82	(27)	
Totale 663 767 (104)		408	490	(82)	272	342	(70)			

I *ricavi* del secondo trimestre 2014 ammontano a 663 milioni di euro, con un decremento di 104 milioni di euro (-13,6 %) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa:

- ad una riduzione dei ricavi in Europa per 122 milioni di euro, da riferirsi principalmente ai minori ricavi da vendita di pannelli fotovoltaici Italia (54 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, nonché all'effetto della stima degli impatti sulla remunerazione derivanti dal decreto attuativo del Regio Decreto Legge n. 9/2013 in Spagna;
- > ai minori ricavi in Nord America per 22 milioni di euro, che riflettono sostanzialmente le diverse plusvalenze e rimisurazioni a fair value rilevate nei due periodi a confronto (37 milioni di euro) il cui effetto è parzialmente compensato dalle maggiori quantità prodotte;
- > ai maggiori ricavi in America Latina per 40 milioni di euro, realizzati prevalentemente a fronte delle maggiori quantità prodotte in Brasile e Cile.

Il *margine operativo lordo* ammonta, nel secondo trimestre 2014, a 408 milioni di euro, in decremento di 82 milioni di euro (-16,7 %) rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale decremento è riferibile:

- > al minor margine realizzato in Europa per 45 milioni di euro, sostanzialmente nella penisola iberica a fronte delle sfavorevoli modifiche regolatorie;
- > ad un decremento del margine realizzato in Nord America per 24 milioni di euro; se si escludono da tale variazione le componenti positive derivanti dalle operazioni di acquisizione e cessione citate nel commento ai ricavi, il margine registra un incremento di 13 milioni di euro;
- > al decremento del margine in America Latina per 13 milioni di euro.

Il *risultato operativo*, pari a 272 milioni di euro, registra un decremento di 70 milioni di euro, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore perdite di valore per 12 milioni di euro.

Risultati economici primo semestre

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

Milioni di euro		Ricavi			gine operativ	o lordo	Risultato operativo			
		2013 2014 restated Variazione			2013			2013		
	2014	restated	Variazione	2014	restated	Variazione	2014	restated	Variazione	
		-		-	-					
Europa	902	1.067	(165)	659	723	(64)	461	532	(71)	
America Latina	263	208	55	85	100	(15)	61	65	(4)	
Nord America	200	196	4	145	144	1	96	102	(6)	
Totale	1.365	1.471	(106)	889	967	(78)	618	699	(81)	

I *ricavi* del primo semestre 2014 si attestano a 1.365 milioni di euro con un decremento di 106 milioni di euro (-7,2 %) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ad un decremento dei ricavi in Europa per 165 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;
 - minori ricavi per vendita di energia elettrica nella Penisola Iberica (78 milioni di euro) a seguito della modifica regolatoria introdotta in Spagna con il Regio Decreto n. 9/2013;
- > ai maggiori ricavi in America Latina per 55 milioni di euro da riferire principalmente alle maggiori quantità prodotte in Brasile e Cile (53 milioni di euro). Il decremento delle quantità prodotte nella Repubblica di Panama è invece sostanzialmente neutralizzato dall'accordo raggiunto con il governo panamense volto a compensare gli effetti negativi legati alla mancata produzione di energia;
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 4 milioni di euro; se si esclude da tale variazione l'effetto economico (plusvalenze e rimisurazioni a fair value) derivante da cessioni e acquisizioni di pacchetti azionari realizzate nei due periodi a confronto, l'incremento dei ricavi sarebbe stato pari a 41 milioni di euro, principalmente connesso alle maggiori quantità prodotte e ai maggiori ricavi per tax partnership.

Il *margine operativo lordo* del primo semestre 2014 ammonta a 889 milioni di euro, in decremento di 78 milioni di euro (-8,1 %) rispetto al primo semestre 2013; tale decremento è riferibile:

- > al minor margine realizzato in Europa per 64 milioni di euro, prevalentemente a seguito del calo dei prezzi e della marginalità in Spagna;
- > al minor margine in America Latina per 15 milioni di euro, scontando in maniera prevalente la riduzione delle quantità prodotte nella Repubblica di Panama a fronte delle sfavorevoli condizioni di idraulicità;
- > al margine del Nord America in aumento di 1 milione di euro; al netto delle partite già citate nei ricavi, il margine operativo lordo è in aumento di 38 milioni, in linea con l'andamento dei ricavi stessi.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2014, pari a 618 milioni di euro, registra un decremento di 81 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 3 milioni di euro.

Investimenti

Gli *investimenti* del primo semestre 2014 ammontano a 641 milioni di euro in incremento di 96 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente ad impianti eolici in America Latina (261 milioni di euro), in Nord America (108 milioni di euro) e in Europa (31 milioni di euro), ad impianti geotermici in Italia (78 milioni di euro), ad impianti fotovoltaici in Cile (72 milioni di euro), ad impianti idroelettrici in Italia (19 milioni di euro) ed in America Latina (38 milioni di euro).

Altro, elisioni e rettifiche

Risultati economici

2°	2° trimestre		Milioni di euro			semestre			
2014			Variazioni		2014	2013 restated	Vari	azioni	
489	489 478 11 2,3%		Ricavi (al netto delle elisioni)	1.006	909	97	10,7%		
6	6	-	-	Margine operativo lordo	111	30	81	_	
(18)	(18) (20) 2 -10,0%		Risultato operativo	64	(25)	89	_		
				Investimenti	16	25	(9)	-36,0%	

Risultati economici secondo trimestre

I *ricavi*, al netto delle elisioni, del secondo trimestre 2014 risultano pari a 489 milioni di euro, con un incremento di 11 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+2,3%) riferibile essenzialmente a maggiori ricavi per servizi di Information e Communication Technology.

Il *margine operativo lordo* del secondo trimestre 2014, pari a 6 milioni di euro, è in linea con il valore registrato nell'analogo periodo del 2013.

Il *risultato operativo*, negativo per 18 milioni di euro, risulta in aumento di 2 milioni di euro rispetto al valore registrato nel secondo trimestre 2013, a fronte di minori ammortamenti e perdite di valore per 2 milioni di euro.

Risultati economici primo semestre

I *ricavi* del primo semestre 2014, al netto delle elisioni, risultano pari a 1.006 milioni di euro con un incremento di 97 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (+10,7%). 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 sono in aumento di 15 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2013. Tale ultimo incremento è essenzialmente riferibile a:

- > maggiori ricavi per attività di ingegneria connessi alle operazioni svolte presso la centrale di Brindisi, nonché alle attività relative all'impianto per la rigassificazione del gas naturale liquefatto di Porto Empedocle;
- > minori ricavi dell'Area "Servizi e altre attività" per 15 milioni di euro, prevalentemente correlati alle attività di supporto e staff della holding prestati alle altre società del Gruppo, solo parzialmente compensati dai maggiori ricavi per servizi di Information e Communication Technology.

Il *margine operativo lordo* del primo semestre 2014, pari a 111 milioni di euro, registra un incremento di 81 milioni di euro essenzialmente per effetto del sopracitato adeguamento prezzo. Escludendo tale provento, il margine operativo lordo risulta in linea rispetto al valore rilevato nel primo semestre del 2013. In particolare, la contrazione della marginalità relativa a taluni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo è stata sostanzialmente compensata dall'efficientamento operativo realizzato.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2014, pari a 64 milioni di euro, registra un incremento di 89 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 8 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo semestre 2014 ammontano a 16 milioni di euro, con un decremento di 9 milioni di euro rispetto al valore registrato nel primo semestre 2013.

Fatti di rilievo del primo semestre 2014

Emissione di strumenti finanziari ibridi

In esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel, il 7 maggio 2013, in data 8 gennaio 2014, è stata lanciata sul mercato internazionale un'emissione *multi-tranche* di prestiti obbligazionari non convertibili destinati a investitori istituzionali, sotto forma di titoli subordinati ibridi aventi una durata media di circa 61 anni, denominati in euro e in sterline inglesi per un controvalore complessivo pari a circa 1,6 miliardi di euro.

Tale emissione si colloca nell'ambito delle azioni di rafforzamento della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel contemplate nel piano industriale presentato alla comunità finanziaria in data 13 marzo 2013.

In particolare, l'operazione è stata strutturata nelle seguenti due tranches:

- > 1.000 milioni di euro con scadenza 15 gennaio 2075, emessi a un prezzo di 99,368, con cedola fissa annuale del 5% fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 15 gennaio 2020. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari allo Euro Swap Rate a 5 anni incrementato di un margine di 364,8 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 15 gennaio 2025 e di ulteriori 75 punti base a partire dal 15 gennaio 2040;
- > 500 milioni di sterline inglesi con scadenza 15 settembre 2076, emesse a un prezzo di 99,317, con cedola fissa annuale del 6,625% (oggetto di uno swap in euro a un tasso di circa il 5,60%) fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 15 settembre 2021. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al *GBP* Swap Rate a 5 anni incrementato di un margine di 408,9 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 15 settembre 2026 e di ulteriori 75 punti base a partire dal 15 settembre 2041.

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

Accordo per lo sviluppo di geotermia e smart grid in Messico

In data 13 gennaio 2014, Enel ha siglato un accordo con l'Instituto de Investigaciones Eléctricas, l'ente messicano di ricerca per il settore elettrico, finalizzato alla cooperazione nell'ambito della generazione geotermica e delle smart grids. Con questo accordo le due parti collaboreranno per lo scambio di informazioni ed esperienze nei settori delle smart grids e della generazione geotermica attraverso la realizzazione di progetti pilota, programmi di formazione e trasferimento di tecnologia nelle rispettive aree di interesse.

L'obiettivo del governo messicano è quello di realizzare progetti per lo sviluppo delle smart grid nel paese, migliorando l'efficienza e la qualità del servizio. A ciò si aggiunge la diversificazione delle fonti di generazione come fattore chiave per il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento attraverso l'aumento del contributo delle rinnovabili al mix energetico del Paese.

Acquisto di un'ulteriore 15,18% delle azioni di Coelce

Nell'ottica del piano di riorganizzazione delle partecipazioni in America Latina conseguente all'aumento di capitale di Enersis effettuato nel corso del 2013, in data 14 gennaio 2014, la controllata cilena Enersis ha lanciato una Offerta Pubblica di Acquisto (OPA) non ostile per circa il 42% di Companhia Energética do

Ceará (Coelce) operante nel settore della distribuzione elettrica in Brasile, di cui già possiede indirettamente circa il 58%. A conclusione del periodo di offerta, in data 17 febbraio 2014, Enersis ha acquistato nella Borsa brasiliana Bovespa, il 15,13% del capitale della società, con un esborso pari a circa 242 milioni di dollari (176 milioni di euro). In conformità alla legislazione brasiliana e solo per la categoria di azioni ordinarie, l'offerta è rimasta aperta per ulteriori 90 giorni, al fine di fornire agli azionisti che non si erano espressi nel periodo di offerta il tempo necessario per decidere. Considerando tali ulteriori operazioni, al termine dell'offerta il numero di azioni acquisite da Enersis è pari al 15,18% della società brasiliana per un corrispettivo complessivo di 180 milioni di euro.

Aggiustamento prezzo sulla cessione di Artic Russia

In data 15 gennaio 2014, ENI ha annunciato al mercato la cessione alla società russa Yamal Development della quota del 60% di Artic Russia detenuta da ENI International. Tenuto conto degli accordi stipulati da Itera ed il Gruppo Enel prima del completamento della vendita della sua quota del 40% in Artic Russia, il Gruppo ha inviato alla stessa Itera la richiesta di un adeguamento del prezzo di acquisto di Artic Russia per circa 112 milioni di dollari statunitensi, il cui incasso è poi avvenuto in data 11 luglio 2014.

Enel Green Power firma con Banco Santander un accordo di finanziamento per 153 milioni di euro

In data 24 marzo 2014 Enel Green Power attraverso la controllata olandese Enel Green Power International, ha firmato un contratto di finanziamento per 153 milioni di euro con Banco Santander, quest'ultimo come lender e agente unico, con la copertura della Export Credit Agency spagnola ("CESCE"). Il contratto di finanziamento, correlato ad investimenti in parchi eolici in Messico, avrà una durata di 12 anni ed è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato .

Memorandum di intesa con State Grid Corporation of China

In data 8 aprile 2014 Enel ha firmato a Pechino un Memorandum d'Intesa con la State Grid Corporation of China, la più grande azienda mondiale di distribuzione e trasmissione di energia e leader cinese nel settore. L'accordo ha come obiettivo la cooperazione nel campo delle tecnologie Smart Grid per lo sviluppo urbano sostenibile e lo scambio di esperienze nella generazione di energia da fonti rinnovabili.

Contratti per la fornitura di gas dagli Stati Uniti

In data 8 aprile 2014 Enel ha sottoscritto con Corpus Christi Liquefaction, società controllata dalla Cheniere Energy, due contratti ventennali per la fornitura di GNL (Gas Naturale Liquefatto), proveniente da giacimenti americani di *shale gas*, per un totale di 3 miliardi di metri cubi l'anno, di cui 2 miliardi circa destinati al mercato iberico e 1 miliardo circa destinato al mercato italiano. Grazie a questa intesa, Enel si assicura una maggiore diversificazione e flessibilità nell'approvvigionamento del portafoglio di forniture gas per i prossimi anni.

Entrambi i contratti hanno durata ventennale, con un'opzione per altri dieci anni, e la validità dell'accordo decorrerà a partire dalle prime forniture, previste a partire dal 2018.

Il gas verrà consegnato sotto forma di GNL e su base Free On Board (FOB), quindi con piena flessibilità di destinazione, presso il terminal di Corpus Christi, che la Cheniere Energy sta realizzando sulla costa del Texas, in una zona fortemente interconnessa con i principali gasdotti del Paese, da dove verrà trasportata verso i rigassificatori di cui il Gruppo dispone.

Acquisizione di un'ulteriore quota del 50% di Inversiones Gas Atacama

In data 22 aprile 2014, Endesa Chile ha completato l'acquisto da Southern Cross del 50% di Inversiones Gas Atacama per un corrispettivo di 309 milioni di dollari (circa 224 milioni di euro); a valle dell'acquisizione, che ha chiuso il patto parasociale tra i due partner siglato nel mese di agosto 2007, il Gruppo detiene indirettamente il 100% della società cilena, dato che precedentemente ne possedeva già il 50% (con un valore contabile pari a 174 milioni di euro). Si segnala che il sopra citato corrispettivo include anche i crediti concessi a Atacama Pacific Energy Finance che alla data dell'operazione ammontano a circa 29 milioni di dollari (circa 22 milioni di euro). Inversiones Gas Atacama gestisce operazioni in Cile settentrionale attraverso una centrale termoelettrica di 781 MW di potenza, un gasdotto tra le città di Mejillones e Taltal e un altro che collega il Cile con l'Argentina.

Accordo per l'acquisizione di un'ulteriore quota del 39% di Generandes Perù

Il 30 aprile 2014, la controllata cilena Enersis ha concordato con Inkia Americas Holding Limited l'acquisto del 39% delle azioni del capitale sociale di Generandes Perù (che a sua volta detiene il 54,2% di Edegel) per 413 milioni di dollari statunitensi (circa 300 milioni di euro). Il trasferimento delle quote azionarie e il conseguente pagamento è al momento oggetto di talune condizioni sospensive, tra cui l'approvazione delle competenti autorità peruviane.

Acquisizione del controllo del parco eolico di Buffalo Dunes

In data 12 maggio 2014, Enel Green Power North America ("EGP-NA") ha siglato un accordo per acquisire un ulteriore 26% di azioni di "Classe A" della "Buffalo Dunes Wind Project, LLC", società che gestisce l'impianto eolico da 250 MW di Buffalo Dunes, da EFS Buffalo Dunes, LLC, una controllata di GE Capital, per un totale di circa 60 milioni di dollari.

L'opzione per l'acquisizione delle quote ulteriori era contemplata nell'accordo originario tra EGP-NA e la controllata di GE Capital. L'operazione è stata poi finalizzata una volta ricevute le necessarie approvazioni della Federal Energy Regulatory Commission. A seguito dell'operazione, EGP-NA detiene il 75% delle azioni di "Classe A" della società che gestisce il parco eolico, mentre la controllata di GE Capital ne detiene il restante 25%.

Il parco eolico di Buffalo Dunes, situato in Kansas, è operativo da dicembre 2013 ed è stato il più grande impianto eolico ad entrare in esercizio negli Stati Uniti lo scorso anno. L'impianto ha richiesto un investimento complessivo di circa 370 milioni di dollari e beneficia di un accordo a lungo termine per l'acquisto dell'energia prodotta (PPA).

Nel luglio 2013, Enel Green Power North America Development e EFS Buffalo Dunes avevano sottoscritto un accordo di "capital contribution" con un consorzio guidato da JPM Capital Corporation, con Wells Fargo Wind Holdings LLC, Metropolitan Life Insurance Company e State Street Bank and Trust Company assicurandosi un finanziamento per il progetto di circa 260 milioni di dollari.

Enel Green Power e IFC firmano un accordo di finanziamento per 200 milioni di dollari per lo sviluppo delle rinnovabili in Brasile

Il 15 maggio 2014, Enel Green Power ("EGP"), attraverso la sua controllata brasiliana Enel Brasil Participações, holding delle società brasiliane del gruppo Enel Green Power, e IFC, membro della World Bank Group, hanno firmato un accordo di finanziamento per 200 milioni di dollari statunitensi. Il finanziamento è correlato alla costruzione di oltre 300 MW di eolico negli stati di Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, situati nel nord est del Brasile.

Il finanziamento di IFC, che avrà una durata di 10 anni, è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato ed è assistito da una parent company guarantee rilasciata da EGP.

MOU con aziende cinesi leader nel settore elettrico

In data 11 giugno 2014, Enel ha sottoscritto due accordi con i vertici di China Huaneng Group e di China National Nuclear Corporation, due aziende cinesi leader nel settore elettrico.

In particolare, alla luce del lavoro comune iniziato nel 2009 nel campo del Carbon Capture e Storage, Enel e China Huaneng Group hanno deciso di espandere ulteriormente e approfondire il loro rapporto, dando vita a una collaborazione nelle seguenti aree: cooperazione scientifica e tecnologica, sviluppo di progetti elettrici da fonti energetiche convenzionali e rinnovabili, ricerca manageriale in campi dell'economia sociale, sviluppo sostenibile, politiche e regolamentazioni, nonché gestione di carbon assets e carbon strategy.

Il Memorandum of Understanding siglato con China National Nuclear Corporation, azienda statale responsabile di tutti gli aspetti dei programmi nucleari cinesi, definisce il quadro per lo scambio di informazioni e di best practice relative allo sviluppo, progettazione, costruzione, gestione e manutenzione di centrali nucleari.

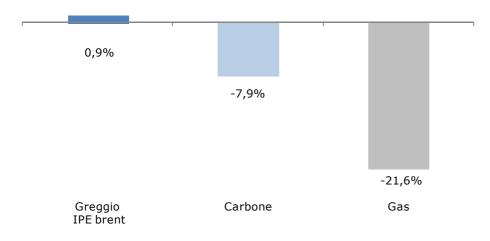
Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

9	1° ser	nestre
Indicatori di mercato	2014	2013
Prezzo medio del greggio IPE brent (dollari/bbl)	108,8	107,8
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) (1)	76,5	83,1
Prezzo medio del gas (€/MWh) ⁽²⁾	21,7	27,6
Prezzo medio CO₂ (€/ton)	5,6	4,5
Cambio medio dollaro USA per euro	1,37	1,31
Euribor a sei mesi (media del periodo)	0,395%	0,33%

⁽¹⁾ Indice API#2.(2) Indice TTF.

Variazione prezzi medi combustibili nel 1° semestre 2014 rispetto al 1° semestre 2013



I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

La domanda di energia elettrica

Domanda di energia elettrica

_	2° trin	nestre			GWh	1° sen	nestre	re			
_	2014	2013	Variazi	oni		2014	2013	Variazio	ni		
	74.808	76.457	(1.649)	-2,2%	Italia	152.949	157.623	(4.674)	-3,0%		
	57.720	58.090	(370)	-0,6%	Spagna	120.987	122.414	(1.427)	-1,2%		
	11.639	11.550	89	0,8%	Romania ⁽¹⁾	25.054	24.979	75	0,3%		
	175.118	174.496	622	0,4%	Russia	385.121	387.249	(2.128)	-0,5%		
	6.628	6.769	(141)	-2,1%	Slovacchia	14.016	14.458	(442)	-3,1%		
	32.392	30.816	1.576	5,1%	Argentina	64.979	62.414	2.565	4,1%		
	116.526	114.698	1.828	1,6%	Brasile	238.431	229.682	8.749	3,8%		
	12.192	11.874	318	2,7%	Cile	24.528	24.054	474	2,0%		
	15.560	15.225	335	2,2%	Colombia	30.946	29.893	1.053	3,5%		

Fonte: TSO nazionali. (1) Stima Enel per il primo semestre 2014.

La domanda di energia elettrica registra una contrazione nella maggior parte dei Paesi Europei a causa del rallentamento dei consumi industriali e del contesto macroeconomico ancora debole. In particolare, nei primi sei mesi del 2014 in Italia si registra un decremento del 3,0% e in Spagna dell'1,2%. La domanda evidenzia *trend* negativi anche nei Paesi dell'Est Europa, in particolare in Russia, dove si registra una contrazione dello 0,5%.

Di converso, i paesi dell'America Latina confermano andamenti nella domanda di energia elettrica improntati da elevati tassi di crescita, come ad esempio in Argentina (+4,1%), Cile (+2,0%), Brasile (+3,8%) e Colombia (+3,5%).

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 1º sem. 2014 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 1° sem. 2014 - 1° sem. 2013	Prezzo medio peakload 1° sem. 2014 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 1º sem. 2014 - 1º sem. 2013
Italia	49,4	-18,5%	53,1	-17,8%
Spagna	33,0	-11,4%	39,5	-10,4%
Russia	22,9	-3,8%	26,3	-5,0%
Slovacchia	33,4	-5,9%	41,8	-9,5%
Brasile	194,4	83,2%	267,7	27,9%
Cile	117,7	-13,8%	175,4	-21,7%
Colombia	99,4	40,9%	182,4	9,3%

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Italia

2° trimestre			Milioni di kWh			nestre		
2014	2013	Variaz	zioni		2014 201		Variazioni	
				Produzione netta:				
36.576	37.815	(1.239)	-3,3%	- termoelettrica	78.989	87.862	(8.873)	-10,1%
17.362	17.603	(241)	-1,4%	- idroelettrica	30.351	27.317	3.034	11,1%
3.534	3.872	(338)	-8,7%	- eolica	8.214	8.937	(723)	-8,1%
1.383	1.326	57	4,3%	- geotermoelettrica	2.722	2.599	123	4,7%
7.717	7.360	357	4,9%	- fotovoltaica	11.781	10.853	928	8,6%
66.572	67.976	(1.404)	-2,1%	Totale produzione netta	132.057	137.568	(5.511)	-4,0%
8.859	9.299	(440)	-4,7%	Importazioni nette	22.251	21.384	867	4,1%
75.431	77.275	(1.844)	-2,4%	Energia immessa in rete	154.308	158.952	(4.644)	-2,9%
(623)	(818)	195	23,8%	Consumi per pompaggi	(1.359)	(1.329)	(30)	-2,3%
74.808	76.457	(1.649)	-2,2%	Energia richiesta sulla rete	152.949	157.623	(4.674)	-3,0%

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

L'energia richiesta in Italia nel primo semestre 2014 registra un decremento del 3,0% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2013, attestandosi a 152,9 TWh (74,8 TWh nel secondo trimestre 2014). L'energia richiesta nel semestre è stata soddisfatta per l'85,5% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,4% nel primo semestre 2013) e per il restante 14,5% dalle importazioni nette (13,6% nel primo semestre 2013).

Le *importazioni nette* del primo semestre 2014 registrano un incremento di 0,9 TWh, per effetto essenzialmente dei minori prezzi medi di vendita sui mercati internazionali. Andamento contrario si rileva nel secondo trimestre 2014 dove si registra una riduzione (-0,4 TWh).

La *produzione netta* nel primo semestre 2014 evidenzia un decremento del 4,0% (-5,5 TWh), attestandosi a 132,1 TWh (66,6 TWh nel secondo trimestre 2014). In particolare, la maggiore produzione da fonte idroelettrica (+3,0 TWh) conseguente le più favorevoli condizioni di idraulicità, l'incremento della produzione da altre fonti rinnovabili (+0,3 TWh), nonché il minor fabbisogno di energia elettrica hanno comportato una riduzione della generazione da fonte termoelettrica per 8,9 TWh. Analogo andamento si registra nel secondo trimestre 2014, fatta eccezione per la produzione da fonte idroelettrica che mostra in tale periodo un decremento di 0,2 TWh.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

2° trir	nestre	Milioni di kWh			1° sen	nestre			
2014	2013	Variazioni			2014	2013	Variaz	Variazioni	
60.521	60.986	(465)	-0,8%	Produzione netta	126.766	129.344	(2.578)	-2,0%	
(1.309)	(1.710)	401	23%	Consumi per pompaggi	(3.325)	(4.023)	698	17,4%	
(1.492)	(1.186)	(306)	-25,8%	Esportazioni nette (1)	(2.454)	(2.907)	453	15,6%	
57.720	58.090	(370)	-0,6%	Energia richiesta sulla rete	120.987	122.414	(1.427)	-1,2%	

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

L'energia richiesta nel mercato peninsulare nel primo semestre 2014 subisce un decremento dell'1,2% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2013 (-0,6% nel secondo trimestre 2014), attestandosi a 121,0 TWh (57,7 TWh nel secondo trimestre 2014). Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* del primo semestre 2014 risultano in decremento (-15,6%) rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2013, pur in presenza di un significativo aumento nel secondo trimestre 2014 (25,8%).

La *produzione netta* nel primo semestre 2014 si attesta a 126,8 TWh (60,5 TWh nel secondo trimestre 2014) rilevando un decremento del 2,0% (-2,6 TWh) per effetto sostanzialmente della minore domanda di energia elettrica richiesta nel mercato peninsulare. Analogo andamento, seppur in misura ridotta, si registra nel secondo trimestre 2014.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

2° trin	nestre	Milioni di kWh				1° semestre					
2014	2013	Variazioni				2013	Variaz	ioni			
3.209	3.219	(10)	-0,3%	Produzione netta	6.357	6.436	(79)	-1,2%			
291	285	6	2,1%	Importazioni nette	565	569	(4)	-0,7%			
3.500	3.504	(4)	-0,1%	Energia richiesta sulla rete	6.922	7.005	(83)	-1,2%			

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Estadistica diaria - consuntivo giugno 2014). I volumi del primo semestre 2013 sono aggiornati al 12 maggio 2014.

L'energia richiesta nel mercato extrapeninsulare nel primo semestre 2014 risulta in decremento (-1,2%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2013, attestandosi a 6,9 TWh (3,5 TWh, -0,1% nel secondo trimestre 2014). Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 91,8% e dalle importazioni nette per il restante 8,2%.

Le *importazioni nette* nel primo semestre 2014 si attestano a 0,6 TWh (0,3 TWh nel secondo trimestre 2014) e sono relative interamente all'interscambio con la produzione realizzata nella Penisola Iberica.

La *produzione netta* nel primo semestre 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 secondo trimestre 2014.

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Estadistica diaria - consuntivo giugno 2014). I volumi del primo semestre 2013 sono aggiornati al 9 maggio 2014.

La domanda di gas naturale

Domanda di gas naturale

_		2° trime	stre		1° semestre				
_	2014	2013	Variaz	zioni		 2014	2013	Variazi	oni
	11.251	11.965	(714)	-6,0%	Italia	32.647	38.118	(5.471)	-14,4%
	5.630	6.396	(766)	-12,0%	Spagna	13.171	14.922	(1.751)	-11,7%

Il primo semestre 2014 è stato caratterizzato da un decremento della domanda di gas naturale sia in Italia (-14,4%) che in Spagna (-11,7%). Tale contrazione è attribuibile principalmente al ciclo economico negativo ed al mix delle fonti di generazione caratterizzato da un uso crescente delle energie rinnovabili. Analogo andamento, anche se in forma minore in Italia, si registra nel secondo trimestre 2014.

Domanda di gas naturale in Italia

Italia

2º trir	mestre		Milioni di m³			estre		
2014	2013	Variaz	ioni		2014	2013	Variazi	oni
4.237	4.511	(274)	-6,1%	Reti di Distribuzione	16.952	20.568	(3.616)	-17,6%
3.157	3.232	(75)	-2,3%	Industria	6.694	6.759	(65)	-1,0%
3.614	3.929	(315)	-8,0%	Termoelettrico	8.206	9.795	(1.589)	-16,2%
243	293	(50)	-17,1%	Altro (1)	795	996	(201)	-20,2%
11.251	11.965	(714)	-6,0%	Totale	32.647	38.118	(5.471)	-14,4%

⁽¹⁾ Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nel primo semestre 2014 si attesta a 32.647 miliardi di m³, registrando un decremento del 14,4% rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

La contrazione dei consumi è sostanzialmente da riferire al calo di quelli destinati alle reti di distribuzione e alla generazione termoelettrica, a seguito dell'andamento del mercato elettrico nazionale precedentemente commentato.

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 nel semestre 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 1º 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 ed 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 ed 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.

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

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

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.

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 ed 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 ad offrire alternativamente ai consumatori elegibili 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.

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 Risoulzione 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (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 ed 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 ad escludere il recupero in tariffa dei costi dell'ICMS, così come stabilito da Aneel, limitando cosi 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 ed 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 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*) ed, 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 mediolungo termine volte ad 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 ad 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 (c.a. 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 63GW.

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 publicato 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

A maggio 2014 il Ministero dello Sviluppo Economico russo ha pubblicato le stime preliminari riguardanti lo sviluppo socio-economico per il periodo 2015-2017. Tra gli elementi contenuti in tali stime si richiamano alcuni punti principali dello scenario base rilevante per il settore energetico:

- > PIL: crescita dello 0,5% nel 2014 e tra il 2 e il 3,3% nel 2015-2017;
- > IPC: 6% nel 2014, 5% nel 2015, e tra 4,5 e 4,3% nel 2016-2017;
- > Andamento tariffe gas per i consumatori industriali (variazioni annuali a partire da luglio): +6% nel 2015, +5% nel 2016, +3,6% (0,8 CPI) nel 2017;
- > tariffe gas, calore ed energia elettrica per i consumatori residenziali (variazioni annuali a partire da luglio): +6% nel 2015, +5% nel 2016 e +4,5% (CPI) nel 2017.

Si attende l'approvazione della versione finale del documento, che verrà utilizzato per il bilancio federale previsto ad ottobre 2014, entro il mese di settembre.

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 all'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 e 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, non mette in discussione né la compartecipazione da parte dei produttori da fonti rinnovabili non programmabili agli oneri di sbilanciamento né la prevedibilità di tali fonti. All'Autorità è dunque riconosciuta piena discrezionalità nel trovare una soluzione regolatoria che contemperi la necessità di tenere conto delle diverse caratteristiche tecniche associate alle varie fonti con la necessità di non socializzare alla generalità dei clienti i costi indotti dagli sbilanciamenti delle fonti rinnovabili non programmabili. 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 1º 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 idrolettrici 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 ad ulteriori eventuali incentivi per interventi di rifacimento o ricostruzione dell'impianto sullo tesso sito, che altrimenti non verrebbero riconosciuti. Gli elementi di dettaglio per l'implemetazione 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 1º gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 200 kW sia rimodulata su un periodo di incentivazione di 24 anni, anziché 20, senza il riconoscimento degli interessi. In alternativa alla rimodulazione, i produttori da fotovoltaico potranno optare per una riduzione dell'incentivo in misura pari all'8% 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".

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 primo agosto 2014, consentirà di ridurre l'obbligo in misura variabile rispetto al livello di consumo e alla spesa per energia di ciascuna impresa, fino ad un valore massimo dell'85%. La validità della disposizione rimane condizionata all'approvazione da parte della Commissione Europea.

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.

Portogallo

Decreto legge 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 94/2014 che regola le condizioni di immissione in rete di una quantità di energia superiore alla potenza di connessione e la relativa remunerazione.

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 ed in vigore dal 1º 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 ed 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 1º 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

Il 3 Giugno 2014 il Ministero dell'Energia ha pubblicato le linee guida per la realizzazione di un'asta di riserva di energia, da tenersi il 10 ottobre 2014 e finalizzata all'assegnazione di contratti ventennali. L'ammontare della capacità da allocare non è stata ancora resa nota, mentre la partecipazione sarà circoscritta agli impianti solari, eolici e biomasse con potenza superiore a 5 MW.

Per quanto riguarda le aste A-5, è stata emanata la prossima convocazione per il 12 settembre 2014 che prevede l'assegnazione di 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 ed un altro per impianti eolici e solari (con potenza maggiore o uquale a 5MW) con contratti ventennali.

Messico

Riforma del mercato

La riforma del mercato elettrico messicano, che prevede tra le altre cose la partecipazione di operatori privati in settori fino ad oggi esclusivamente riservati allo Stato ed una separazione delle attività della filiera, richiede l' approvazione di ventuno testi di legge ed è attualmente in discussione al Senato che sta valutando eventuali emendamenti prima del voto finale in aula, previsto per il mese di luglio 2014. Concluso l'iter legislativo inizierà il c.d. "Periodo Transitorio" in cui si definiranno tutte le regole di dettaglio per il funzionamento a regime del nuovo disegno di mercato.

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.

Colombia

Legge 1715 del 2014

Il 14 maggio 2014 il Presidente della Repubblica colombiana ha promulgato la legge 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 ad identificare ed 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.

Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio business, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, ed in particolare a rischi di mercato, rischi di credito, rischi di liquidità, rischi operativi e rischi di carattere regolatorio. Per contenere l'esposizione a tali rischi il Gruppo svolge una serie di attività di analisi, monitoraggio, gestione e controllo degli stessi che sono descritte nei successivi paragrafi.

Da un punto di vista organizzativo, nel corso dell'ultimo anno è stato disegnato un modello di Governance dei rischi finanziari, commodity e di credito che ha previsto l'istituzione di appositi Comitati Rischi a livello di Gruppo e a livello di Divisione/Società, deputati all'indirizzo strategico delle attività di Risk Management ed alla supervisione delle attività di gestione e controllo dei rischi, nonché l'emanazione di policy dedicate alla disciplina della gestione dei rischi, all'individuazione di ruoli e responsabilità gestionali e di controllo e all'articolazione di un sistema di limiti operativi validi a livello di Gruppo e, ove ritenuto opportuno, a livello di singola Divisione/Società.

Rischi legati ai processi di liberalizzazione dei mercati e a cambiamenti regolatori

I mercati energetici nei quali il Gruppo è presente sono interessati da processi di progressiva liberalizzazione, che viene attuata in diversa misura e con tempistiche differenti da Paese a Paese. Come risultato di questi processi, il Gruppo è esposto a una crescente pressione competitiva derivante dall'ingresso di nuovi operatori e dallo sviluppo di mercati organizzati.

I rischi di business che derivano dalla naturale partecipazione del Gruppo a mercati che presentano queste caratteristiche, sono stati fronteggiati con una strategia di integrazione lungo la catena del valore, con una sempre maggiore spinta all'innovazione tecnologica, alla diversificazione e all'espansione geografica. In particolare, le azioni poste in essere hanno prodotto lo sviluppo di un portafoglio clienti sul mercato libero in una logica di integrazione a valle sui mercati finali, l'ottimizzazione del mix produttivo migliorando la competitività degli impianti sulla base di una leadership di costo, la ricerca di nuovi mercati con forti potenzialità di crescita e lo sviluppo delle fonti rinnovabili con adeguati piani di investimento in diversi Paesi.

Come noto il Gruppo opera in mercati e settori regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, possono influire sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo stesso.

A fronte dei rischi che possono derivare da tali fattori, si è operato per intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto regolatorio.

Rischi legati alle emissioni di CO₂

L'emissione di anidride carbonica (CO_2), oltre a rappresentare uno dei fattori che può influenzare sensibilmente la gestione del Gruppo, costituisce una delle maggiori sfide che il Gruppo stesso, a tutela dell'ambiente, sta affrontando.

La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO₂) impone oneri per il settore elettrico, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto, l'instabilità del

mercato delle quote ne accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio. Al fine di ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO₂, il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il mix produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica.

La copertura del fabbisogno dei diritti di emissione per il secondo semestre 2014 non presenta rischi di rilievo.

Rischi di mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, dei tassi di cambio e dei prezzi delle commodity.

Per contenere tale esposizione all'interno dei limiti definiti annualmente nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, Enel stipula contratti derivati avvalendosi degli strumenti offerti dal mercato.

Rischio prezzo commodity e continuità degli approvvigionamenti

Per la natura del proprio business il Gruppo è esposto alle variazioni dei prezzi di combustibili ed energia elettrica, che ne possono influenzare in modo significativo i risultati. Per mitigare tale esposizione, il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'approvvigionamento dei combustibili delle forniture ai clienti finali o a operatori del mercato all'ingrosso.

Si è dotato, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio commodity residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati.

Per mitigare i rischi di interruzione delle forniture di combustibili il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche, nonché incentivando la costruzione di infrastrutture di trasporto e stoccaggio. Enel utilizza varie tipologie di contratti derivati con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity energetiche e nell'ambito dell'attività di proprietary trading.

Grazie a tali strategie, il Gruppo ha potuto mitigare gli effetti della crisi e dell'attuale panorama internazionale minimizzando l'impatto potenziale di tali scenari sui risultati del secondo semestre del 2014.

L'esposizione al rischio legata alla variazione del prezzo delle commodity deriva sia dalle attività di acquisto di combustibili per le centrali elettriche, e di compravendita di gas mediante contratti indicizzati, sia dalle attività di acquisto e vendita di energia a prezzo variabile (bilaterali indicizzati e vendite sul mercato spot dell'energia elettrica).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati vengono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali sui fattori di rischio sottostanti.

In relazione all'energia venduta dal Gruppo, Enel ricorre alla stipula di contratti a prezzo fisso attraverso bilaterali fisici e contratti finanziari (per es. contratti per differenza, VPP, ecc.) nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il prezzo di mercato dell'energia superi il prezzo strike, e a favore di Enel nel caso contrario.

L'esposizione residua, derivante dalle vendite di energia sul mercato spot, non coperte dai suddetti contratti, è valutata e gestita in funzione di una stima dei costi di generazione. Le posizioni residue così

determinate sono aggregate su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato.

Enel è inoltre impegnata in una attività di proprietary trading, con l'obiettivo di presidiare i mercati delle commodity energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO2 e energia elettrica nei principali paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e over the counter, cogliendo opportunità di profitto grazie ad operazioni di arbitraggio effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati. L'attività si svolge all'interno di una governance formalizzata che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio, il cui rispetto viene verificato giornalmente da strutture organizzative indipendenti rispetto a quelle preposte all'esecuzione delle operazioni stesse. I limiti di rischio dell'attività di proprietary trading sono fissati in termini di Value at Risk su un periodo temporale di un giorno ed un livello di confidenza del 95%; la somma dei limiti assegnati per il 2014 è pari a circa 33 milioni di euro.

Rischio di tasso di cambio

Il Gruppo è esposto al rischio di cambio derivante dai flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali, dai flussi di cassa relativi a investimenti o altre partite in divisa estera e dall'indebitamento denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi paesi. Inoltre, il bilancio consolidato è soggetto al rischio di traduzione, derivante della conversione di poste contabili denominate in divise diverse dall'euro relative a società controllate.

Al fine di minimizzare i rischi di natura economica e transattiva connessi alle variazioni dei tassi di cambio il Gruppo pone in essere, tipicamente sul mercato over the counter, diverse tipologie di contratti derivati e in particolare currency forward, cross currency interest rate swap, currency option.

Nel corso del primo semestre 2014 la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto della politica di gestione dei rischi, che prevede la copertura delle esposizioni significative, senza alcun tipo di difficoltà nell'accesso al mercato dei derivati.

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 33 % (31 % al 31 dicembre 2013) dell'indebitamento lordo a lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa in valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrice della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento non coperta dal rischio cambio si riduce a circa 0,4% (1% al 31 dicembre 2013), esposizione che si ritiene non possa generare impatti significativi sul conto economico nell'ipotesi di variazione dei tassi di cambio di mercato.

Con riferimento all'indebitamento finanziario denominato in valute diverse dall'euro, la principale esposizione al rischio di cambio è nei confronti del dollaro statunitense. A tale proposito di evidenzia che al 30 giugno 2014, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 1.718 milioni di euro (1.539 milioni di euro al 31 dicembre 2013) a seguito del decremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 2.087 milioni di euro (1.881 milioni di euro al 31 dicembre 2013) a seguito dell'incremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge.

Rischio di tasso di interesse

La principale fonte di esposizione al rischio di tasso di interesse per Enel deriva dalla variabilità degli oneri connessi con l'indebitamento finanziario espresso a tasso variabile.

Le politiche di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari sono finalizzate al mantenimento del profilo di rischio definito nell'ambito delle procedure formali di Governance dei rischi di Gruppo, contenendo nel tempo il costo della provvista e limitando la volatilità dei risultati.

Tale obiettivo viene raggiunto sia alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione strategica della natura delle attività/passività finanziarie, sia modificando il profilo di rischio dell'esposizione tramite la stipula di contratti derivati sui mercati Over the counter (OTC), quali interest rate swap, interest rate option e swaption.

Nel caso in cui la Società abbia programmato un emissione obbligazionaria di cui voglia fissare anticipatamente il costo, può eventualmente stipulare derivati prima della nascita della esposizione stessa (c.d. operazioni di pre-hedge).

Al 30 giugno 2014 l'11 % dell'indebitamento finanziario netto è indicizzata a tasso variabile (9% al 31 dicembre 2013). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al rischio tasso risulta pari allo 0% (4% al 31 dicembre 2013). Considerando ai fini del rapporto di copertura anche i derivati ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno i requisiti necessari per essere contabilizzati secondo le regole dell'hedge accounting, tale percentuale si attesta allo 0 % (6 % al 31 dicembre 2013). Al 30 giugno 2014, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base (0,25%) più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 73,2 milioni di euro (68,8 milioni di euro al 31 dicembre 2013) a seguito dell'incremento del fair value dei derivati su tassi di cash flow hedge. Viceversa, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 73,2 milioni di euro (68,8 milioni di euro al 31 dicembre 2013) a seguito del decremento del fair value dei derivati su tassi di cash flow hedge. Un aumento (diminuzione) dei tassi di interesse di pari entità genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto negativo (positivo) a Conto economico, in termini di maggiori (minori) oneri annui sulla quota

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, inteso come la possibilità che una variazione inattesa del merito creditizio di una controparte generi effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di default) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di spread).

non coperta del debito lordo, pari a circa 34 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Al fine di minimizzare il rischio di credito, la politica generale a livello di Gruppo prevede la valutazione del merito di credito delle controparti - in base a modelli di valutazione sviluppati internamente su base statistica e ad informazioni fornite da società esterne - e il monitoraggio strutturato delle esposizioni al rischio, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere anche rispetto a valori soglia predefiniti (limiti). Tali metodologie sono implementate in tutte le principali Division/Country, attraverso l'applicazione di metriche omogenee per la misurazione del rischio - a livello sia di singola controparte che di portafoglio - che consentono il consolidamento ed il monitoraggio dell'esposizioni al rischio credito a livello di Gruppo.

Relativamente al rischio di credito derivante dalla solvibilità delle controparti in operazioni su commodity, portafoglio ad elevata concentrazione, il Comitato di Rischio Credito di Gruppo ha approvato nel 2013, oltre ad un nuovo sistema di valutazione centralizzato che accresce il presidio ed il governo del rischio,

anche l'applicazione di limiti all'assunzione del rischio sia per le Division/Country interessate che a livello di Gruppo.

Con riferimento al rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni di natura finanziaria, ivi inclusi strumenti finanziari derivati, la minimizzazione del rischio è perseguita attraverso la selezione di controparti con merito creditizio elevato tra le primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, la diversificazione del portafoglio, la sottoscrizione di accordi di marginazione che prevedono lo scambio di cash collateral ovvero l'applicazione di criteri di netting. Anche in tal caso il rischio di credito è misurato attraverso un sistema di valutazione interno.

Rischio di liquidità

Il Gruppo è esposto al rischio di liquidità nell'ambito della gestione finanziaria, in quanto le difficoltà nel reperire nuovi fondi o nel liquidare attività sul mercato potrebbero determinare oneri addizionali per fronteggiare i propri impegni ovvero una situazione di temporanea insolvenza che metterebbe a rischio la continuità aziendale.

Gli obiettivi della gestione del rischio liquidità sono il mantenimento di un livello adeguato di liquidità a livello di Gruppo, di una pluralità di fonti di finanziamento e di un profilo equilibrato delle scadenze del debito. Al fine di garantire una efficiente gestione della liquidità, l'attività di Tesoreria è accentrata a livello di Capogruppo, sopperendo ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e assicurando un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità. A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel, nonostante la situazione di perdurante tensione dei mercati finanziari, sono state effettuate nel corso del primo semestre 2014 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori istituzionali e retail per complessivi 2.197 milioni di euro.

Al 30 giugno 2014, il Gruppo Enel aveva a disposizione complessivamente circa 7,0 miliardi di euro di cash o cash equivalent, di cui 2,8 miliardi miliardi di euro in capo a Endesa, nonché committed credit lines disponibili per 14,8 miliardi di euro, di cui 3,8 miliardi in capo a Endesa.

Le committed credit lines ammontano a 16 miliardi di euro (utilizzate per 1,1 miliardi di euro), di cui 4 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 58 milioni di euro); le uncommitted credit lines sono 862 milioni di euro (utilizzate per 84 milioni di euro), di cui 627 milioni di euro in capo a Endesa (utilizzate per 1 milioni di euro).

Inoltre, il Gruppo ha a disposizione programmi di commercial paper per un controvalore complessivo di 9,3 miliardi di euro (utilizzati per 2,5 miliardi di euro), di cui 3,3 miliardi di euro in capo a Endesa tramite le sue controllate (utilizzati per 432 milioni di euro).

Rischi connessi al rating

Il merito di credito, assegnato ad una società dalle agenzie di rating, influenza la sua possibilità di accedere alle varie fonti di finanziamento nonché le rispettive condizioni economiche; un eventuale peggioramento di tale merito creditizio potrebbe, pertanto, costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Al 30 giugno 2014, il rating di Enel è pari a: (i) "BBB", con outlook stabile, secondo Standard & Poor's; (ii) "BBB+", con outlook stabile secondo Fitch (eliminato il credit watch negativo in data 15 aprile 2014); e (iii) "Baa2", con outlook negativo secondo Moody's.

Rischio Paese

Il Gruppo Enel è caratterizzato da una rilevante presenza internazionale, articolata su più continenti ed estesa dalla Russia ai Paesi dell'America Latina, generando ricavi da fonte estera per oltre il 50% dell'ammontare totale.

Il Gruppo presenta dunque una significativa esposizione al c.d. "rischio paese", ovvero all'insieme dei rischi di natura macro-economica e finanziaria, regolatoria e di mercato, nonché geopolitica e sociale, il cui verificarsi potrebbe determinare effetti negativi sia sui flussi reddituali che sul valore degli asset aziendali.

Al fine di monitorare efficacemente questa tipologia di rischio, viene effettuata su base periodica una valutazione qualitativa dei rischi associati a ciascun Paese di interesse; è stato inoltre sviluppato un modello quantitativo, basato sull'approccio di tipo shadow rating, utilizzato a supporto dei processi di valutazione degli investimenti strategici nell'ambito delle attività di pianificazione industriale e business development.

Altri rischi

Il malfunzionamento dei propri impianti ed eventi accidentali avversi che ne compromettano la temporanea funzionalità, possono rappresentare ulteriori rischi legati al business del Gruppo. Per mitigare tali rischi, il Gruppo fa ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, incluse tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, survey tecnologici mirati alla rilevazione e al controllo dei rischi, nonché il ricorso alle best practices internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, rivolti sia alla protezione dei beni aziendali che alla tutela dell'azienda nei confronti di terzi danneggiati da eventi accidentali, incluso l'inquinamento, che possono aver luogo nel corso dei processi legati alla generazione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

Come parte della propria strategia di mantenere e sviluppare una leadership di costo nei mercati di presenza nelle attività di generazione, il Gruppo è impegnato in molteplici progetti di sviluppo, miglioramento e riconversione dei propri impianti. Tali progetti sono esposti ai rischi tipici dell'attività costruttiva che il Gruppo tende a mitigare attraverso la richiesta di specifiche garanzie ai propri fornitori e, dove possibile, attraverso apposite garanzie assicurative in grado di coprire i rischi di costruzione in ogni sua fase.

Per quanto concerne la generazione nucleare, Enel è attiva in Slovacchia attraverso la controllata Slovenské elektrárne e in Spagna attraverso Endesa. Nell'ambito delle sue attività nucleari, il Gruppo è esposto anche a rischi operativi e potrebbe dover fronteggiare costi aggiuntivi a causa di, tra gli altri, incidenti, violazioni della sicurezza, atti di terrorismo, calamità naturali, malfunzionamenti di attrezzature, stoccaggio, movimentazione, trasporto, trattamento delle sostanze e dei materiali nucleari. Nei paesi in cui Enel ha attività nucleari sono previste specifiche disposizioni di legge che richiedono una copertura assicurativa per responsabilità incondizionata per eventi nucleari imputabili a terzi e prevedono anche massimali di esposizione finanziaria degli operatori nucleari. Altre misure di mitigazione sono state messe in atto secondo le best practices internazionali.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il quadro macroeconomico dei paesi europei nel primo semestre resta ancora incerto, riflettendosi in revisioni, al ribasso in Italia e al rialzo in Spagna, delle previsioni di crescita economica per fine anno; in tale contesto, la domanda di energia elettrica continua nel periodo ad essere debole, evidenziando un trend negativo in Italia (dato destagionalizzato -2,8%) ed una sostanziale stabilità in Spagna (dato destagionalizzato +0,1%); le economie emergenti, d'altro lato, continuano a caratterizzarsi per tassi di crescita della domanda rilevanti, pur lievemente inferiori alle previsioni iniziali.

Nella seconda parte dell'anno, Enel continuerà a fare leva su un portafoglio ben bilanciato in termini geografici, tecnologici e di mix fra attività regolate e non regolate, focalizzandosi su mercati emergenti e business delle energie rinnovabili.

In tale ottica, al fine di sfruttare al massimo le opportunità di creazione del valore derivanti da una semplificazione della struttura organizzativa e da una piena condivisione delle best practice tecnologiche e di processo, è stato avviato un progetto di riorganizzazione del Gruppo.

La priorità della riduzione dell'indebitamento finanziario trova rispondenza nel piano di efficientamento dei costi operativi, che dopo i significativi risultati nel 2013 continua ad evidenziare anche nel primo semestre del 2014 un contributo in linea con le previsioni.

Prosegue inoltre il processo di semplificazione della struttura societaria, con rilevanti operazioni di riacquisto di partecipazioni di minoranza in società dell'America Latina.

Informativa sulle parti correlate

Per la descrizione delle transazioni e il dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella nota n. 25 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note		1° sem	estre	
		2014		2013 restated	
	•		di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Ricavi	6				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		34.963	2.718	38.100	4.719
Altri ricavi e proventi		1.138	257	1.187	41
	[Subtotale]	36.101		39.287	
Costi	7				
Materie prime e materiali di consumo		18.155	3.523	20.494	5.398
Servizi		7.379	1.163	7.310	1.232
Costo del personale		2.218		2.373	
Ammortamenti e perdite di valore		2.867		3.050	
Altri costi operativi		1.161	54	1.370	35
Costi per lavori interni capitalizzati		(684)		(658)	
	[Subtotale]	31.096		33.939	
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	8	6	49	(255)	30
Risultato operativo		5.011		5.093	
Proventi finanziari	9	1.219	11	1.444	17
Oneri finanziari	9	2.895	14	2.707	3
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	53		93	
Risultato prima delle imposte		3.388		3.923	
Imposte	10	1.148		1.440	
Risultato delle continuing operations		2.240		2.483	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		2.240		2.483	
Quota di interessenza del Gruppo		1.685		1.680	
Quota di interessenza di terzi		555		803	
Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	11	0,18		0,18	
Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	11	0,18		0,18	
Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	11	0,18		0,18	
Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	11	0,18		0,18	
Risultato del Gruppo delle discontinued operations per azione		-		-	
Risultato del Gruppo diluito delle discontinued operations per azione		-		-	

⁽¹⁾ Il Conto economico consolidato del primo semestre 2013 è stato oggetto di restatement per gli effetti del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11, nonché della policy contabile utilizzata per i certificati ambientali. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 3.

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	1° se	mestre
	2014	2013 restated
Risultato netto del periodo	2.240	2.483
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico:		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(358)	(307)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(16)	5
Variazione di fair value degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	(19)	(77)
Variazione della riserva di traduzione	316	(1.369)
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	(77)	(1.748)
Utile complessivo rilevato nel periodo	2.163	735
Quota di interessenza: - del Gruppo	1.441	829
- di terzi	722	(94)

⁽¹⁾ Il Prospetto dell'utile consolidato complessivo del primo semestre 2013 è stato oggetto di restatement per gli effetti rilevati nel precedente esercizio relativamente all'introduzione dell'IFRS 11. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 3.

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note				
		al 30.06.2014		al 31.12.2013 restated	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	12	81.189		80.263	
Investimenti immobiliari		214		181	
Attività immateriali	13	32.893		33.022	
Attività per imposte anticipate	14	6.267		6.186	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	1.137		1.372	
Attività finanziarie non correnti	16	6.279		6.414	4
Altre attività non correnti		882		817	15
	[Totale]	128.861		128.255	
Attività correnti					
Rimanenze		3.611		3.555	
Crediti commerciali	17	11.629	1.079	11.415	1.268
Crediti tributari		1.824		1.709	
Attività finanziarie correnti	18	8.375	10	8.297	4
Altre attività correnti		3.267	250	2.520	152
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	19	7.044		7.873	
	[Totale]	35.750		35.369	_
Attività possedute per la vendita	20	14		241	
TOTALE ATTIVITÀ		164.625		163.865	

⁽¹⁾ Il Prospetto dello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2013 è stato oggetto di restatement per gli effetti del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11, dell'introduzione dello IAS 32, nonché della chiusura del processo di allocazione del prezzo di acquisizione relativo a talune business combination effetuate dalla Divisione Energie Rinnovabili nel corso del 2013. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 3.

Milioni di euro Note

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 30.06.2014		al 31.12.2013 restated	
		Ë	di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		9.403		9.403	
Altre riserve		6.849		7.084	
Utili e perdite accumulati		19.911		19.454	
	[Totale]	36.163		35.941	
Interessenze di terzi		16.711		16.891	
Totale patrimonio netto	21	52.874		52.832	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	19	49.320		50.905	
TFR e altri benefici ai dipendenti		3.660		3.677	
Fondi rischi e oneri	22	7.402		7.971	
Passività per imposte differite	14	10.742		10.795	
Passività finanziarie non correnti	23	2.498		2.216	
Altre passività non correnti		1.354	2	1.259	2
	[Totale]	74.976		76.823	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	19	2.821		2.484	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	19	6.784		4.658	
Debiti commerciali		10.391	2.925	12.923	3.647
Debiti per imposte sul reddito		1.111		286	_
Passività finanziarie correnti	24	5.325		4.040	4
Altre passività correnti		10.343	18	9.799	24
	[Totale]	36.775		34.190	
Passività possedute per la vendita	20	-		20	
Totale passività		111.751		111.033	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		164.625		163.865	

⁽¹⁾ Il Prospetto dello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2013 è stato oggetto di restatement per gli effetti del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11, dell'introduzione dello IAS 32, nonché della chiusura del processo di allocazione del prezzo di acquisizione relativo a talune business combination effetuate dalla Divisione Energie Rinnovabili nel corso del 2013. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 3.

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

					Capi	tale sociale e r	iserve del Gru	рро						
Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva per acquisizione di non controlling interest	Riserva da partecipazioni valutate con metodo patrimonio 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.410)	(1.410)	(487)	(1.897)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-		_	(16)	6	-	8	_	(2)	1.740	1.738
Variazione perimetro di consolidato	-		-	-	-	-	-	-		-	-		59	59
Utile (Perdita) complessivo rilevato nel periodo		_	_		(511)	(351)	_	_	11	-	1.680	829	(94)	735
di cui: - Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-			-	(511)	(351)			11		-	(851)	(897)	(1.748)
- Utile (perdita) del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.680	1.680	803	2.483
al 30 giugno 2013 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	(408)	(1.562)	733	84	(34)	(354)	17.895	35.192	17.521	52.713
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	-	-	-	-	-	-	-	-		-	(1.222)	(1.222)	(549)	(1.771)
Variazione di perimetro	-	-	-	-	-	-	-	-		-	(6)	(6)	(353)	(359)
Operazioni su non controlling interest	_	_	-	-	-	-	_	9	-	_	-	9	_	9
Utile (Perdita) complessivo rilevato nel periodo	_	-	-	-	104	(335)	_	-	(13)	_	1.685	1.441	722	2.163
di cui:						Ì			, ,					
 Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto 	-	-	_	_	104	(335)			(13)			(244)	167	(77)
- Utile (perdita) del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.685	1.685	555	2.240
al 30 giugno 2014	9.403	5.292	1.881	2.262	(980)	(1.799)	721	71	(71)	(528)	19.911	36.163	16.711	52.874

Rendiconto finanziario consolidato

Risultato prima delle imposte3.3883.923Rettifiche per:382391Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali382391Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti2.2012.279Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)317(96)Accantonamenti ai fondi463752(Proventi)/Oneri finanziari1.3431.031(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari(13)334Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto8.0818.614Incremento/(Decremento) fondi(1.174)(1.139)(Incremento)/Decremento di rimanenze(32)(77)(Incremento)/Decremento di crediti commerciali(455)189(1.076)(881)(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non(138)(95)(393)(47)Incremento/(Decremento) di debiti commerciali(2.574)(722)(2.690)(71)Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati5871165717	Milioni di euro	Note		1° sen	nestre	
Rettifich personant le profite di valore di attività immateriali and artività immateriali andi attività andi antività antività andi antività antività andi antività anti			2014		2013 r	estated
Rettifiche per:				parti	-	
Ammortamenti e perdite di valore di attività imateriali non correnti 2.01 2.279	Risultato prima delle imposte		3.388		3.923	
Ammortamenti i perdite di valore di attività materiali non correnti Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità ilguide e mezzi equivalenti) Recontonamenti al fondi Accantonamenti al fondi (Proventi)/Oneri finanziari (Proventi)/Oneri finanziari (Il) 333 Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto Roberto di Circomento (Decremento) fondi (IL) 1,74 (IL) 1,74 (IL) 1,739 (Incremento)/Decremento di circolati commerciali (Incremento)/Decremento di circolati commerciali (Incremento)/Decremento di circolati commerciali (Incremento)/Decremento di distività/passività finanziari e non (Incremento)/Decremento di debiti commerciali (Incremento)/Decremento di dibetti commerciali (Incremento)/Decremento di debiti commerciali (Incremento)/Decremento di debiti commerciali (Incremento)/Decremento di dibetti commerciali (Incremento)/Decremento di dimprese di circolati di comerciali (Incremento)/Decremento di di miprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisti (Incremento)/Decremento di altre attività di investimento (b) (Incremento)/Decremento di debiti finanziari (Incremento)/Decremento di debiti finanziari (Incremento)/Decremento di debiti finanziari (Incremento)/Decremento di debiti finanziari (Incremento)/Decremento di di quote azionarie senza perdita di controllo (Incremento)/Decremento di dividendi pagati (Incremento	Rettifiche per:					
Effecti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti) 317 (96) Accantonamenti ai fondi 463 752 (Proventi)/Oneri finanziari 1.343 1.031 (Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari (13) 334 Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto 8.081 8.614 Incremento//Decremento) fondi (1.174) (1.139) (Incremento)/Decremento di rimanenze (32) (77) (Incremento)/Decremento di crediti commerciali (455) 189 (1.076) (881) (Incremento)/Decremento di di attività/passività finanziarie e non (138) (59) (393) (47) (Incremento//Decremento) di debiti commerciali (2.574) (722) (2.690) (71) Interessi passivi e altri oneri finanziari incassati 587 11 557 17 Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati (2.055) (14) (2.069) (3) Imposte pagate (436) (1.197) (2.275) (2.147) Investimenti in attività immateriali	Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali		382		391	
Iquide e mezzi equivalenti)	Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti		2.201		2.279	
(Proventi)/Oneri finanziari 1.343 1.031 (Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari (13) 334 Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto 8.081 8.614 Incremento//Decremento jondi (1.174) (1.139) (Incremento)/Decremento di crediti commerciali (455) 189 (1.076) (881) (Incremento)/Decremento di crediti commerciali (455) 189 (1.076) (881) (Incremento)/Decremento di attività/passività finanziari e non (138) (95) (393) (47) Incremento/(Decremento) di debiti commerciali (2,574) (722) (2,690) (71) Interessi passivi e altri oneri finanziari incassati 587 11 657 17 Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati (2,055) (14) (2,069) (3) Imposte pagate (436) (1,197) (2,275) (2,147) Cash flow da attività operativa (a) 1,804 630 (1,197) Investimenti in attività materiali (20) (196) (2,147) <t< td=""><td>·</td><td></td><td>317</td><td></td><td>(96)</td><td></td></t<>	·		317		(96)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari (13) 334 Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto 8.081 8.614 Incremento/(Decremento) fondi (1.174) (1.139) (Incremento)/Decremento di rimanenze (32) (77) (Incremento)/Decremento di crediti commerciali (455) 189 (1.076) (881) (Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non (138) (95) (393) (47) Incremento/(Decremento) di debiti commerciali (2.574) (722) (2.690) (71) Incremento/(Decremento) di debiti commerciali (2.574) (722) (2.690) (71) Incressi attivi e altri proventi finanziari incassati 587 11 657 17 Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati (2.055) (14) (2.069) (3) Imposte pagate (436) (1.197) Cash flow da attività operativa (a) 1.804 630 Investimenti in attività materiali (2.275) (2.147) (2.147) Investimenti in attività materiali (210)	Accantonamenti ai fondi		463		752	
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto 8.081	(Proventi)/Oneri finanziari		1.343		1.031	
Netto 1.174 1.174 1.139 1.13			(13)		334	
(Incremento)/Decremento di rimanenze (32) (77) (Incremento)/Decremento di crediti commerciali (455) 189 (1.076) (881) (Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non (138) (95) (393) (47) Incremento/(Decremento) di debiti commerciali (2.574) (722) (2.690) (71) Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati 587 11 657 17 Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati (2.055) (14) (2.069) (3) Imposte pagate (436) (1.197) Cash flow da attività operativa (a) 1.804 630 Investimenti in attività materiali non correnti (2.275) (2.147) Investimenti in attività immateriali (20) (196) Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquistit (104) (148) Dismissioni di di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquistiti di investimento di iltre attività di investimento di linvestimento (b) 2.5 68 Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b) (2.525) (2.377) </td <td>· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·</td> <td></td> <td>8.081</td> <td></td> <td>8.614</td> <td></td>	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		8.081		8.614	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali (455) 189 (1.076) (881) (Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non (138) (95) (393) (47) Incremento/(Decremento) di debiti commerciali (2.574) (722) (2.690) (71) Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati 587 11 657 17 Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati (2.055) (14) (2.069) (3) Imposte pagate (436) (1.197) (2.265) (2.147) Cash flow da attività operativa (a) 1.804 630 (1.197) Investimenti in attività materiali non correnti (2.275) (2.147) Investimenti in intimprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti (104) (148) Dismissioni di di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti 23 68 68 (Incremento)/Decremento di altre attività di investimento (b) (2.525) (2.377) Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine 19 3.027 1.065 Rimborsi e altre va	Incremento/(Decremento) fondi		(1.174)		(1.139)	
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non (138) (95) (393) (47) Incremento/(Decremento) di debiti commerciali (2.574) (722) (2.690) (71) Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati 587 11 657 17 Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati (2.055) (14) (2.069) (3) Imposte pagate (436) (1.197) (1.197) 630 1.804 630 630 Investimenti in attività materiali non correnti (2.275) (2.147) (196) 1.804 630 1.804 630 1.804 630 1.804 630 1.804 630 1.804 1.804 1.804 630 1.804 630 1.804 1.80	(Incremento)/Decremento di rimanenze		(32)		(77)	
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	(Incremento)/Decremento di crediti commerciali		(455)	189	(1.076)	(881)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati 587 11 657 17 Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati (2.055) (14) (2.069) (3) Imposte pagate (436) (1.197) Cash flow da attività operativa (a) 1.804 630 Investimenti in attività materiali non correnti (2.275) (2.147) Investimenti in attività immateriali (210) (196) Investimenti in intrività immateriali (210) (196) Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti (104) (148) Cash flow da attività di investimento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti (2.255) (2.377) Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine 19 3.027 (2.377) Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine 19 3.027 (1.065) Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari (1.081) (3.288) Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (1.870) (1.846) Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo (1.870) (1.846) Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) (1.846) Eash flow da attività di finanziamento (c) (104) (2.319) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (2.855) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (3.900 9.768)	(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		(138)	(95)	(393)	(47)
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati (2.055) (14) (2.069) (3) Imposte pagate (436) (1.197) Cash flow da attività operativa (a) 1.804 630 Investimenti in attività materiali non correnti (2.275) (2.147) Investimenti in attività immateriali (2.00) (196) Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisti (104) (148) Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti 23 68 (Incremento)/Decremento di altre attività di investimento 41 46 Cash flow da attività di investimento/disinvestimento 9 3.027 1.065 Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari (1.081) (3.288) Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (1.870) (1.846) Cash flow da attività di finanziamento (c) (104) (2.319) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (108) (1.28) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (835) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768	Incremento/(Decremento) di debiti commerciali		(2.574)	(722)	(2.690)	(71)
Imposte pagate (436) (1.197) Cash flow da attività operativa (a) 1.804 630 Investimenti in attività materiali non correnti (2.275) (2.147) Investimenti in attività immateriali (2.10) (196) Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti (104) (148) Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti (104) (148) Eash flow da attività di investimento (2.255) (2.377) Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine 19 3.027 1.065 Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari (1.081) (3.288) Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (1.870) (1.846) Orash flow da attività di finanziamento (c) (104) (2.319) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (1.870) (1.846) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (835) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768	Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		587	11	657	17
Cash flow da attività operativa (a) Investimenti in attività materiali non correnti Investimenti in attività immateriali Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti (104) Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti (104) (148) (148) (104) (148) (105) (104) (128) (106) (107) (108) (108) (108) (108) (109	Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(2.055)	(14)	(2.069)	(3)
Investimenti in attività materiali non correnti (2.275) (2.147) Investimenti in attività immateriali (210) (196) Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti (104) (148) Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti 23 68 (Incremento)/Decremento di altre attività di investimento 41 46 Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b) (2.525) (2.377) Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine 19 3.027 1.065 Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari (1.081) (3.288) Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (180) 1.795 Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo (45) Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) (1.846) Cash flow da attività di finanziamento (c) (104) (2.319) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (10) (128) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (835) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768	Imposte pagate		(436)		(1.197)	
Investimenti in attività immateriali Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti e mezzi equivalenti ceduti Cash flow da attività di investimento/disinvestimento Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b) Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo Cash flow da attività di finanziamento (c) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7,900 9,768	Cash flow da attività operativa (a)		1.804		630	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti (104) (148) Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti 23 68 (Incremento)/Decremento di altre attività di investimento 41 46 Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b) (2.525) (2.377) Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine 19 3.027 1.065 Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari (1.081) (3.288) Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (180) 1.795 Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo - (45) Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) (1.846) Cash flow da attività di finanziamento (c) (104) (2.319) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (10) (128) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (835) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768	Investimenti in attività materiali non correnti		(2.275)		(2.147)	
liquide e mezzi equivalenti acquisiti (104) (148) Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti 23 68 (Incremento)/Decremento di altre attività di investimento 41 46 Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b) (2.525) (2.377) Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine 19 3.027 1.065 Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari (1.081) (3.288) Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (180) 1.795 Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo - (45) Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) (1.846) Cash flow da attività di finanziamento (c) (104) (2.319) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (10) (128) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (835) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768			(210)		(196)	
Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti 23 68 (Incremento)/Decremento di altre attività di investimento 41 46 Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b) (2.525) (2.377) Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine 19 3.027 1.065 Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari (1.081) (3.288) Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (180) 1.795 Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo - (45) Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) (1.846) Cash flow da attività di finanziamento (c) (104) (2.319) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (10) (128) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (835) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768	liquide e mezzi		(104)		(148)	
equivalenti ceduti 23 68 (Incremento)/Decremento di altre attività di investimento 41 46 Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b) (2.525) (2.377) Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine 19 3.027 1.065 Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari (1.081) (3.288) Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (180) 1.795 Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo - (45) Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) (1.846) Cash flow da attività di finanziamento (c) (104) (2.319) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (100) (128) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (835) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768	Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide					
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b) Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine 19 3.027 1.065 Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari (1.081) (3.288) Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (180) 1.795 Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo - (45) Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) Cash flow da attività di finanziamento (c) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768			23		68	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b) Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine 19 3.027 1.065 Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari (1.081) (3.288) Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (180) 1.795 Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) (1.846) Cash flow da attività di finanziamento (c) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768						
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari (1.081) (3.288) Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (180) (180) 1.795 Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) (1.846) Cash flow da attività di finanziamento (c) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768	•					
Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (180) 1.795 Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo - (45) Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) (1.846) Cash flow da attività di finanziamento (c) (104) (2.319) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (10) (128) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (835) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768		19				
Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest (180) 1.795 Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo - (45) Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) (1.846) Cash flow da attività di finanziamento (c) (104) (2.319) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (10) (128) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (835) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768					(3.288)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati (1.870) (1.846) Cash flow da attività di finanziamento (c) (104) (2.319) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (10) (128) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (835) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768	Incasso/Esborsi per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non		•		•	
Cash flow da attività di finanziamento (c) Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) (104) (108) (128) (185) (4.194) 9.768	Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo		-		(45)	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d) (10) (128) Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d) (835) (4.194) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768	Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(1.870)		(1.846)	
(d)(10)(128)Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)(835)(4.194)Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1)7.9009.768			(104)		(2.319)	
(a+b+c+d)(835)(4.194)Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1)7.9009.768	_(d)		(10)		(128)	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1) 7.900 9.768			(835)		(4.194)	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo (2) 7.065 5.574			7.900		9.768	
	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo (2)		7.065		5.574	

⁽¹⁾ Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.873 milioni di euro al 1º gennaio 2014 (9.726 milioni di euro al 1º gennaio 2013 restated), "Titoli a breve" pari a 17 milioni di euro al 1º gennaio 2014 (42 milioni di euro al 1º gennaio 2013 restated) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 1º gennaio 2014 (non presenti al 1º gennaio 2013 restated).
(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.044 milioni di euro al 30 giugno 2014 (5.543 milioni di euro al 30 giugno

⁽²⁾ Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.044 milioni di euro al 30 giugno 2014 (5.543 milioni di euro al 30 giugno 2013 restated), "Titoli a breve" pari a 21 milioni di euro al 30 giugno 2014 (29 milioni di euro al 30 giugno 2013 restated) e Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" non presenti al 30 giugno 2014 (2 milioni di euro al 30 giugno 2013 restated).

Note illustrative

1. Princípi contabili e criteri di valutazione

La società Enel SpA, operante nel settore delle *utility* energetiche, ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137. La Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2014 comprende le situazioni contabili della società e delle sue controllate ("il Gruppo"), nonché la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e a controllo congiunto. L'elenco delle società controllate, collegate e a controllo congiunto incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

Per una descrizione delle principali attività del Gruppo, si rinvia alla Relazione intermedia sulla Gestione. La pubblicazione della presente Relazione finanziaria semestrale è stata autorizzata dagli Amministratori in data 30 luglio 2014.

Conformità agli IAS/IFRS

La presente Relazione finanziaria semestrale consolidata del Gruppo al 30 giugno 2014 e per il periodo di sei mesi al 30 giugno 2014, è stata predisposta ai sensi dell'art. 154 *ter* del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998 n. 58, così come modificato dal Decreto Legislativo n. 195 del 6 novembre 2007, nonché dell'art. 81 del Regolamento Emittenti e successive modifiche.

Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2014, incluso nella Relazione finanziaria semestrale consolidata, è stato redatto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* – IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) ed alle interpretazioni emesse dall'*IFRS Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla stessa data. L'insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU". In particolare, tale bilancio è stato redatto in conformità al principio contabile internazionale applicabile per la predisposizione delle situazioni infrannuali (IAS 34 – Bilanci intermedi) ed è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto dell'utile/(perdita) consolidato complessivo rilevato nel periodo, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato nonché dalle relative note illustrative.

Si precisa che il Gruppo Enel adotta il semestre quale periodo intermedio di riferimento ai fini dell'applicazione del citato principio contabile internazionale IAS 34 e della definizione di bilancio intermedio ivi indicata.

A tale riguardo, si segnala altresì che il Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2014 è stato eccezionalmente redatto in osservanza del principio IAS 34, in previsione di un suo eventuale inserimento nella documentazione ufficiale da utilizzare a corredo di una possibile emissione di titoli di debito che tuttavia, non si è concretizzata.

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2014 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, ad eccezione di quanto di seguito rappresentato. Tale bilancio consolidato semestrale abbreviato, pertanto, può non comprendere tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al Bilancio consolidato predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

Ad integrazione dei principi contabili adottati per la redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, si riportano di seguito i principi contabili internazionali, le modifiche ai principi esistenti e le interpretazioni, rilevanti per il Gruppo, di prima adozione al 1° gennaio 2014:

- "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 previgenti 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 ed 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 Bilancio consolidato semestrale abbreviato.
- > "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 ed 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 ad una quota delle attività nette o del risultato economico derivanti dall'accordo. Nel bilancio consolidato, la partecipazione ad 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 ad 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 Bilancio consolidato semestrale abbreviato sono opportunamente illustrati nella successiva Nota 2 "Rideterminazione delle informazioni comparative".

- > "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 Bilancio consolidato semestrale abbreviato sono illustrati –unitamente a quelli derivanti dalla già citata
- > "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 ed 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 ed alle società collegate e joint venture individualmente significative.

introduzione dell'IFRS11 - nella successiva Nota 2 "Rideterminazione delle informazioni comparative".

- L'applicazione di tale principio non ha comportato particolari impatti nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato.
- > "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 ad 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 Bilancio consolidato semestrale abbreviato sono illustrati nella successiva Nota 3 "Rideterminazione delle informazioni comparative".

> "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 Bilancio consolidato semestrale abbreviato.
- > "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 ad 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 Bilancio consolidato semestrale abbreviato.
- > "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 retreattiva, di tale principio pen ha comportate impatti nel presente Bilancio.
 - L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato.
- > "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 Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Uso di stime

La redazione del Bilancio consolidato semestrale abbreviato richiede da parte della direzione aziendale l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data del bilancio stesso. Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto rilevante sui risultati successivi. Ai fini della redazione del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato, coerentemente con l'ultimo Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, il ricorso all'uso di stime ha riguardato le medesime fattispecie già caratterizzate da un processo di stima ai fini della predisposizione del bilancio annuale. Inoltre, ai sensi dell'informativa richiesta dal paragrafo 15B (k) dello IAS 34, si precisa che non si sono verificati cambiamenti nei livelli della gerarchia di *fair value* utilizzati ai fini della misurazione degli strumenti finanziari rispetto all'ultimo bilancio annuale, e che le metodologie utilizzate nella misurazione di tale *fair value* di livello 2 e di livello 3 sono coerenti con quelle dell'ultimo bilancio annuale. Per una più ampia descrizione dei processi valutativi più rilevanti per il Gruppo, si rinvia al paragrafo "Uso di stime" contenuto nella Nota 1 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013.

Effetti della stagionalità

Il fatturato e i risultati economici del Gruppo potrebbero risentire, sia pure in maniera lieve, del mutare delle condizioni climatiche. In particolare, nei periodi dell'anno caratterizzati da temperature più miti si riducono le quantità vendute di gas, mentre nei periodi di chiusura per ferie degli stabilimenti industriali si riducono le quantità vendute di energia elettrica. Analogamente, le performance dell'attività di generazione idroelettrica eccellono soprattutto nei mesi invernali e ad inizio della primavera in considerazione della maggiore idraulicità stagionale. Tenuto conto dello scarso impatto economico di tali andamenti, peraltro ulteriormente mitigato dal fatto che le operazioni del Gruppo presentano una variegata distribuzione in entrambi gli emisferi e quindi gli impatti derivanti dai fattori climatici tendono ad assumere un andamento uniforme nel corso dell'anno, , non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei dodici mesi chiusi al 30 giugno 2014.

2. Principali variazioni area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 giugno 2014, rispetto a quella del 30 giugno 2013 e del 31 dicembre 2013, ha subíto alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

2013

- > acquisizione, in data 22 marzo 2013, del 100% di Parque Eolico 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 Compañia 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.

Allocazione definitiva di alcune società nella Divisione Energie Rinnovabili

A seguito dell'acquisizione del controllo, avvenuta nel 2013, di Parque Eolico Talinay Oriente, società cilena operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica, nel corso del primo semestre 2014 il Gruppo ha completato il processo di attribuzione del costo di ciascuna transazione alle attività acquisite e alle passività assunte. In particolare, si è proceduto:

- > all'adeguamento di valore di alcune attività materiali ed immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo fair value;
- > alla determinazione degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte.

La tabella sottostante sintetizza gli effetti contabili prodotti alle date di acquisizione, unitamente agli effetti di alcune altre acquisizioni minori effettuate dalla stessa Divisione nel primo semestre 2013 e per le quali la contabilizzazione definitiva è avvenuta nel corso del primo semestre del 2014.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisizione

Milioni di euro	Parque Eolico Talinay Oriente	Altre minori
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	126	-
Rettifiche per valutazione al fair value:		
- immobili, impianti e macchinari	(14)	-
- attività immateriali	8	7
- passività per imposte differite	(2)	(2)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	118	5
Valore dell'operazione (1)	126	7
Avviamento	8	2

⁽¹⁾ Inclusi oneri accessori.

Aumento della quota di interessenza in Coelce

Nel periodo tra il 14 gennaio 2014 e il 16 maggio 2014, la società cilena Enersis ha acquisito, attraverso un'offerta pubblica di acquisto, un'ulteriore quota del 15,18% nel capitale di Coelce, società controllata operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già consolidata con il metodo integrale. 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 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	189
Costo dell'operazione	180
Riserva per operazioni su non controlling interest	9

Acquisizione di Inversiones Gas Atacama

In data 22 aprile 2014, Endesa Chile ha completato l'acquisto da Southern Cross dell'ulteriore quota del 50% nel capitale di Inversiones Gas Atacama, società cilena operante nel trasporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica, ponendo fine al patto parasociale siglato nel mese di agosto 2007 che assicurava ai due soci il controllo congiunto della società. Pertanto, a valle dell'operazione, la società risulta detenuta totalmente dal Gruppo ed è consolidata integralmente anziché con il metodo del patrimonio netto. In base a quanto previsto dall'IFRS 3, ai fini della sua contabilizzazione tale operazione ricade nella fattispecie di una aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step-up acquisition) e, pertanto, le rettifiche di fair value riferite alla parte delle attività nette già possedute sono state rilevate nel conto economico del periodo. Alla data del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato, il processo di allocazione del costo di acquisto al fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, risulta completato e l'eccedenza di prezzo, quantificata in 1 milione di euro, è stata rilevata in via definitiva come avviamento.

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	348
Rettifiche per valutazione al <i>fair value:</i>	
- attività materiali	70
- passività per imposte differite nette	(14)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	404
Valore della business combination:	
- valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	174
- rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentente detenuta	29
- costo dell'acquisizione effettuata nel primo semestre 2014 (per cassa)	202
Totale	405
Avviamento	1

Si segnala che il valore dell'avviamento riflette il maggior valore del costo di acquisto rispetto al fair value delle attività nette acquisite, ed è riferibile ai benefici economici futuri derivanti da attività che non possono essere identificate separatamente. Nella seguente tabella sono esposti i fair value definitivi delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte, alla data di acquisizione del 22 aprile 2014.

Milioni di euro	Valori contabili ante al 22 aprile 2014	Rettifiche per valutazione fair value effettuate in r via definitiva	
Immobili, impianti e macchinari	185	70	255
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	62	-	62
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	165	-	165
Altre attività correnti e non	32	-	32
Totale attività	444	70	514
Patrimonio netto di Gruppo	348	56	404
Minoritari	1	-	1
Indebitamento finanziario	41	-	41
Debiti commerciali	38	-	38
Passività per imposte differite e altre passività	16	14	30
Totale patrimonio netto e passività	444	70	514

Acquisizione di Buffalo Dunes Wind Project e Aurora Distributed Solar

In data 12 maggio 2014, il Gruppo ha perfezionato l'acquisto di un'ulteriore quota del 26% nel capitale di Buffalo Dunes Wind Project; a valle dell'operazione, la società risulta detenuta nella misura del 75% ed è consolidata integralmente anziché con il metodo del patrimonio netto. In base a quanto previsto dall'IFRS 3, ai fini della sua contabilizzazione tale operazione ricade nella fattispecie di una aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step-up acquisition) e, pertanto, le rettifiche di fair value riferite alla parte delle attività nette già possedute sono state rilevate nel conto economico del periodo.

Inoltre, il Gruppo ha anche acquisito il 100% di Aurora Distributed Solar, società operante nello sviluppo di impianti solari per 15 milioni di euro.

Alla data del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato, il processo di allocazione del costo di acquisto al fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte con le due sopracitate operazioni risulta essere parzialmente effettuato e l'eccedenza di prezzo, quantificata in 7 milioni di euro, è stata rilevata in via provvisoria come avviamento.

Determinazione avviamento Buffalo Dunes Wind Project e Aurora Distributed Solar

VI	ш	101	าเ	Aı.	eu	rn

Attività nette acquisite prima dell'allocazione	114
Rettifiche per valutazione al fair value:	
- attività materiali	15
- interessenze di terzi	(3)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	126
Valore della business combination:	
- valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	76
- rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentente detenuta	3
- costo dell'acquisizione effettuata nel primo semestre 2014 (per cassa) ⁽¹⁾	54
Totale	133
Avviamento	7

⁽¹⁾ Di cui prezzo di acquisizione del 26% di Buffalo Dunes per 39 milioni di euro e del 100% di Aurora Distributed Solar per 15 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono esposti i fair value provvisori delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte, alla data di acquisizione.

Situazione contabile Buffalo Dunes Wind Project e Aurora Distributed Solar alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili ante acquisizione	al fair value effettuate	
Immobili, impianti e macchinari	334	-	334
Attività immateriali	-	15	15
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	6	-	6
Totale attività	340	15	355
Patrimonio netto di Gruppo	114	12	126
Interessenze di terzi	38	3	41
Indebitamento finanziario	181	-	181
Passività per imposte differite e altre passività	7	-	7
Totale patrimonio netto e passività	340	15	355

3. Rideterminazione dei dati comparativi

A seguito dell'applicazione, a partire dal 1º gennaio 2014 con efficacia retrospettica, del nuovo standard contabile IFRS 11 - Accordi a controllo congiunto, le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in joint venture (accordi in cui le parti hanno diritto ad una quota delle attività nette o del risultato economico derivanti dagli accordi stessi) devono essere consolidate utilizzando il metodo del patrimonio netto (c.d. equity method) anziché il consolidamento proporzionale, non più consentito per tali fattispecie. Dato che sino alla data di applicazione del nuovo standard il Gruppo aveva consolidato le proprie partecipazioni in joint venture con il metodo proporzionale, utilizzando l'opzione prevista dal precedente principio contabile internazionale applicabile a tali fattispecie (IAS 31 - Partecipazioni in Joint Venture), tale modifica ha comportato la rideterminazione delle voci patrimoniali contenute nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, e delle voci di conto economico presentate nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2013 che, ai soli fini comparativi, sono riportate nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato. Si precisa che, in ragione della sua natura, la citata modifica non ha comportato variazioni sia al Risultato netto di Gruppo dell'esercizio precedente e del primo semestre 2013, sia al valore del Patrimonio Netto di Gruppo al 31 dicembre 2013. Con riferimento alle partecipazioni detenute dal Gruppo in joint operation (accordi in cui le parti hanno diritto pro-quota alle attività e sono responsabili pro-quota delle passività derivanti dagli accordi stessi), si precisa che, in virtù delle caratteristiche degli accordi sottesi a tali operazioni congiunte, l'applicazione dell'IFRS 11 presenta degli effetti sostanzialmente equiparabili a quelli di un consolidamento proporzionale.

Alla fine del 2013, inoltre, il Gruppo ha adottato una nuova politica contabile che rientra nel progetto di armonizzazione del trattamento contabile relativo alla rilevazione e presentazione in bilancio delle diverse tipologie di certificati ambientali (quote CO₂, certificati verdi, certificati di efficienza energetica, etc.). L'adozione di tale nuovo modello, basato sul business model delle società coinvolte nel meccanismo di incentivazione dei certificati ambientali, ha prodotto esclusivamente alcune riclassifiche tra le voci del Conto economico consolidato sintetico del primo semestre 2013 riportate, ai soli fini comparativi, nel presente bilancio consolidato semestrale abbreviato.

La nuova versione dello IAS 32, applicabile a partire dal 1° gennaio 2014 con efficacia retrospettiva, 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 specifiche condizioni. L'applicazione delle nuove disposizioni dello IAS 32 ha comportato modifiche a talune voci dello stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2013 presentato, a fini comparativi, nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato. Tali modifiche non hanno generato impatti sul Patrimonio netto consolidato.

Infine, alla data del presente bilancio consolidato semestrale abbreviato risulta completato il processo di allocazione definitiva del prezzo di acquisizione di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili (tra cui Parque Eolico Talinay Oriente) e per effetto di tale allocazione sono stati rideterminati taluni dati patrimoniali presentati nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 al fine di riflettere il *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte attraverso le relative operazioni di aggregazione aziendale. Gli effetti economici derivanti dalle citate rettifche di valore conseguenti il processo di allocazione non hanno comportato una rideterminazione dei risultati economici del primo semestre 2013 in quanto ritenuti non significativi.

Nelle tabelle seguenti sono riportati gli schemi contabili del primo semestre 2013 ed al 31 dicembre 2013, con evidenza delle rettifiche effettuate a fronte delle modifiche precedentemente illustrate.

Milioni di euro	<u>.</u>	1° s	emestre	
	2013	Effetto IFRS 11	Nuova policy certificati ambientali	2013 restated
Ricavi				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	39.184	(862)	(222)	38.100
Altri ricavi e proventi	973	(55)	269	1.187
	40.157	(917)	47	39.287
Costi				
Materie prime e materiali di consumo	20.880	(524)	138	20.494
Servizi	7.505	(230)	35	7.310
Costo del personale	2.388	(15)	-	2.373
Ammortamenti e perdite di valore	3.125	(75)	-	3.050
Altri costi operativi	1.495	1	(126)	1.370
Costi per lavori interni capitalizzati	(659)	1	-	(658)
	34.734	(842)	47	33.939
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(255)	-	-	(255)
Risultato operativo	5.168	(75)	-	5.093
Proventi finanziari	1.446	(2)	-	1.444
Oneri finanziari	2.713	(6)	-	2.707
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	55	38		93
Risultato prima delle imposte	3.956	(33)	-	3.923
Imposte	1.473	(33)	-	1.440
Risultato delle continuing operations	2.483	-		2.483
Risultato delle discontinued operations	_	-		
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	2.483	-		2.483
Quota di interessenza del Gruppo	1.680	-	-	1.680
Quota di interessenza di terzi	803	-	-	803

Prospetto dell'utile consolidato complessivo

Milioni di euro	1° semestre			
	2013	IFRS 11	2013 restated	
Risultato netto del periodo	2.483		2.483	
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico:				
- Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(301)	(6)	(307)	
- Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	1	4	5	
- Variazione di fair value degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	(77)	-	(77)	
- Variazione della riserva di traduzione	(1.371)	2	(1.369)	
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	(1.748)	-	(1.748)	
Utile complessivo rilevato nel periodo	735	-	735	
Quota di interessenza:				
- del Gruppo	829	-	829	
- di terzi	(94)	-	(94)	

Milioni di euro

	al 24 42 2042	Effetto	Effetto	PPA divisione	al 31.12.2013
ATTIVITÀ	al 31.12.2013	IFRS II	IAS 32	Energie Rinn	restated
Immobili, impianti e macchinari	81.050	(773)	_	(14)	80.263
Investimenti immobiliari	181	- (773)	_	(±1)	181
Attività immateriali	33.229	(225)	_	18	33.022
Attività per imposte anticipate	6.239	(53)	_	-	6.186
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	647	725	_	_	1.372
Attività finanziarie non correnti	6.401	13	-	-	6.414
Altre attività non correnti	837	(20)	-	-	817
Totale attività non correnti	128.584	(333)	-	4	128.255
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
Capitale sociale Altre riserve	9.403 7.084	-	-	-	9.403 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
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
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	-	-	<u>-</u>	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

Milioni di euro	1° semestre		
	2013	IFRS 11	2013 restated
Risultato prima delle imposte	3.956	(33)	3.923
Rettifiche per:		-	
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali	406	(15)	391
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti	2.339	(60)	2.279
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	(96)	-	(96)
Accantonamenti ai fondi	748	4	752
(Proventi)/Oneri finanziari	1.030	1	1.031
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	375	(41)	334
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto	8.759	(145)	8.614
Incremento/(Decremento) fondi	(1.157)	18	(1.139)
Incremento/(Decremento) di rimanenze	(59)	(18)	(77)
Incremento/(Decremento) di crediti commerciali	(1.043)	(33)	(1.076)
Incremento/(Decremento) di attività/passività finanziarie e non	(484)	91	(393)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	(2.759)	69	(2.690)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	561	96	657
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(2.010)	(59)	(2.069)
Imposte pagate	(1.197)	-	(1.197)
Cash flow da attività operativa (a)	610	20	630
Investimenti in attività materiali non correnti	(2.162)	15	(2.147)
Investimenti in attività immateriali	(197)	1	(196)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(152)	4	(148)
Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	68	-	68
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	50	(4)	46
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)	(2.393)	16	(2.377)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	1.071	(6)	1.065
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	(3.252)	(36)	(3.288)
Incasso da cessione di quote azionarie senza perdita di controllo	1.795	-	1.795
Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo	(45)	-	(45)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(1.846)	-	(1.846)
Cash flow da attività di finanziamento (c)	(2.277)	(42)	(2.319)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)	(129)	1	(128)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)	(4.189)	(5)	(4.194)
Disponibilità liquidee mezzi equivalenti all'inizio del periodo	9.933	(165)	9.768
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo	5.744	(170)	5.574

4. Gestione del rischio

Milioni di euro

Derivati di trading:

Totale derivati di trading

- tassi di interesse

<u>- c</u>ambi

TOTALE

- commodity

Per una trattazione completa degli strumenti di hedging utilizzati dal Gruppo per fronteggiare i diversi rischi insiti nell'esercizio della propria attività industriale, si rinvia a quanto descritto nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013. Nei sottoparagrafi seguenti, sono evidenziati i saldi contabili relativi a strumenti derivati, distinti per ciascuna voce dello Stato patrimoniale consolidato che li contiene.

4.1 Contratti derivati inclusi in Attività finanziarie non correnti - Euro 497 milioni

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, nella tabella che segue è riportato il fair value dei contratti stessi, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

	al 30 giugno 2014	al 31 dicembre 2013 restated	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi di interesse	5	35	(30)
- cambi	386	347	39
- commodity	28	12	16
Totale derivati di cash flow hedge	419	394	25
Derivati di fair value hedge:			
- tassi di interesse	64	45	19
- cambi	-	-	-
Totale derivati di fair value hedge	64	45	19

2

1

11

14

497

I derivati di cash flow hedge sono riferiti essenzialmente alle operazioni di copertura del tasso di cambio delle emissioni obbligazionarie in valuta tramite cross currency interest rate swap. L'incremento del loro fair value è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto alle principali divise verificatosi nel corso del primo semestre 2014.

I derivati su tasso di interesse in cash flow hedge presentano un decremento di 30 milioni di euro, mentre quelli in fair value hedge un incremento di 19 milioni di euro. Tali movimenti sono principalmente dovuti alla contrazione della curva dei tassi di interesse nel primo semestre 2014.

I derivati su commodity di cash flow hedge si riferiscono a coperture su gas per un fair value di 22 milioni di euro e a derivati su energia per un fair value di 6 milioni di euro. I derivati su commodity di trading includono invece contratti derivati su carbone e energia stipulati da Endesa (fair value pari a 11 milioni di euro).

1

8

9

53

3

5

444

4.2 Contratti derivati inclusi in Attività finanziarie correnti - Euro 4.353 milioni

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie correnti, nella tabella che segue è riportato il fair value dei contratti stessi, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro

	al 30 giugno 2014	al 31 dicembre 2013 restated	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	-	5	(5)
- cambi	103	92	11
- commodity	214	10	204
Totale derivati di cash flow hedge	317	107	210
Derivati fair value hedge:			
- tassi	1	4	(3)
Totale derivati fair value hedge	1	4	(3)
Derivati di trading:			
- cambi	21	46	(25)
- commodity	4.014	2.533	1.481
Totale derivati di trading	4.035	2.579	1.456
TOTALE	4.353	2.690	1.663

I derivati su cambi di cash flow hedge sono riferiti essenzialmente alle operazioni di copertura del tasso di cambio delle emissioni obbligazionarie in valuta tramite cross currency interest rate swap. L'incremento del loro fair value è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto alle principali divise verificatosi nel corso del primo semestre 2014.

I derivati su tasso di cambio di trading si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle commodity energetiche. Le variazioni di fair value sono connesse alla normale operatività.

I derivati su commodity di cash flow hedge sono relativi a derivati su energia per un fair value di 132 milioni di euro, a coperture su gas per 61 milioni di euro e a transazioni su CO_2 per 21 milioni di euro; quelli di trading includono operazioni di copertura gestionale (che non soddisfano i requisiti di copertura IAS/IFRS) relative a combustibili ed altre commodity per un fair value di 3.268 milioni di euro e derivati su energia per un fair value di 746 milioni di euro.

4.3 Contratti derivati inclusi in Passività finanziarie non correnti - Euro 2.498 milioni

Nella tabella che segue è riportato il fair value dei contratti derivati di cash flow hedge, fair value hedge e di trading.

MI	lı∩nı	Иı	euro

	al 30 giugno 2014	al 31 dicembre 2013 restated	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi di interesse	422	361	61
- cambi	1.987	1.821	166
- commodity	46	7	39
Totale derivati di cash flow hedge	2.455	2.189	266
Derivati fair value hedge:			
- cambi	2	2	_
Totale derivati di fair value hedge	2	2	
Derivati di trading:			
- tassi di interesse	20	22	(2)
- cambi	1	-	1_
- commodity	20	3	17
Totale derivati di trading	41	25	16
TOTALE	2.498	2.216	282

La variazione negativa del fair value dei derivati di cash flow hedge sui tassi d'interesse è dovuta principalmente alla generalizzata contrazione della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso del primo semestre 2014. La variazione di 61 milioni di euro risente sostanzialmente di una diminuzione del fair value di 111 milioni di euro, parzialmente compensata dalla riclassifica da "Passività finanziarie non correnti" a "Passività finanziarie correnti" per 55 milioni di euro.

I derivati di cash flow hedge su tasso di cambio sono relativi essenzialmente alle operazioni di copertura (mediante cross currency interest rate swap) delle emissioni obbligazionarie in valuta. L'andamento del fair value rispetto al 31 dicembre 2013 risente della variazione del differenziale delle curve dei tassi di interesse. I derivati su commodity di cash flow hedge si riferiscono prevalentemente a coperture sul prezzo del carbone (inclusi costi accessori) e su gas per un fair value di 39 milioni di euro.

I derivati su commodity di trading includono, tra gli altri, derivati impliciti relativi a contratti di vendita di energia in Slovacchia per un fair value di 15 milioni di euro dipendente dal prezzo dell'alluminio sul London Metal Exchange e dal tasso di cambio euro /dollaro statunitense.

4.4 Contratti derivati inclusi in Passività finanziarie correnti - Euro 4.318 milioni

Nella tabella che segue è riportato il fair value dei "Contratti derivati".

Milioni di euro

	al 30 giugno 2014	al 31 dicembre 2013 restated	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi di interesse	32	24	8
- cambi	47	260	(213)
- commodity	165	156	9
Totale derivati di cash flow hedge	244	440	(196)
Derivati di trading:			
- tassi di interesse	55	51	4
- cambi	40	34	6
- commodity	3.979	2.415	1.564
Totale derivati di trading	4.074	2.500	1.574
TOTALE	4.318	2.940	1.378

La variazione di fair value dei derivati di cash flow hedge su tassi è dovuta alla citata riclassifica da "Passività finanziarie non correnti" a "Passività finanziarie correnti", parzialmente compensata dalla naturale scadenza di operazioni di copertura poste in essere e da un minor impatto di derivati prossimi alla scadenza. La significativa riduzione del fair value dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio è dovuta principalmente alla naturale scadenza, nel corso del primo semestre 2014, di operazioni di copertura mediante cross currency interest rate swap poste in essere da Enersis.

I derivati di trading su tasso di cambio si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle commodity energetiche che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in hedge accounting. Le variazioni di fair value sono connesse alla normale operatività.

I derivati su commodity di cash flow hedge sono relativi a contratti su energia per un fair value di 17 milioni di euro e a coperture su gas e carbone per 148 milioni di euro; quelli di trading includono contratti derivati relativi a combustibili e altre commodity per un fair value di 3.354 milioni di euro e operazioni su energia per un fair value di 625 milioni di euro.

5. Dati economici e patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto. Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato l'esercizio corrente, si rimanda all'apposita sezione della presente Relazione.

Dati economici per area di attività

Primo semestre 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	7.789	8.337	1.817	14.331	2.458	1.246	123	36.101
Ricavi intersettoriali	59	1.941	1.903	42	164	119	(4.228)	-
Totale ricavi	7.848	10.278	3.720	14.373	2.622	1.365	(4.105)	36.101
Totale costi	7.277	9.509	1.602	11.420	2.116	522	(4.217)	28.229
Proventi/(Oneri) netti da gestione	(33)	(34)	-	29	(1)	46	(1)	6
Ammortamenti	51	224	491	1.275	193	270	51	2.555
Perdite di valore/Ripristini	230	3	1	82	(1)	1	(4)	312
Risultato operativo	257	508	1.626	1.625	313	618	64	5.011
Investimenti	43	62	455	846	422	641	16	2.485

⁽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.

Primo semestre 2013 restated (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	8.637	9.369	1.741	15.480	2.785	1.241	34	39.287
Ricavi intersettoriali	75	2.731	2.043	35	317	230	(5.431)	-
Totale ricavi	8.712	12.100	3.784	15.515	3.102	1.471	(5.397)	39.287
Totale costi	8.186	11.428	1.818	11.771	2.589	524	(5.427)	30.889
Proventi/(Oneri) netti da gestione	(49)	(44)	-	(178)	(4)	20	-	(255)
Ammortamenti	45	234	483	1.331	245	243	54	2.635
Perdite di valore/Ripristini	242	-	4	87	56	25	1	415
Risultato operativo	190	394	1.479	2.148	208	699	(25)	5.093
Investimenti	24	94	483	796	376	545	25	2.343

⁽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. Per maggiori dettagli, si rinvia alla Nota 3.

Dati patrimoniali per area di attività

Al 30 giugno 2014

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	37	9.460	15.064	35.387	9.868	10.874	510	81.200
Attività immateriali	769	265	101	27.411	1.864	2.203	280	32.893
Crediti commerciali	4.080	2.557	2.108	3.883	330	352	(1.681)	11.629
Altro	153	2.131	1.912	2.192	563	621	(72)	7.500
Attività Operative	5.039	14.413 ⁽¹	⁾ 19.185	68.873	12.625	14.050	(963) ⁽³	2) 133.222
Debiti commerciali	2.799	2.431	2.203	3.728	645	592	(2.007)	10.391
Fondi diversi	223	1.183	2.048	3.946	2.793	169	700	11.062
Altro	2.064	482	3.595	3.026	1.198	428	(275)	10.518
Passività Operative	5.086	4.096	7.846	10.700	4.636	1.189	(1.582)	31.971

⁽¹⁾ Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2013 restated (1)

Milioni di euro Immobili, impianti e macchinari	Mercato 39	GEM 9.438	Infr. e Reti 15.096	Iberia e America Latina	Intern.le 9.847	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale 80.475
Attività immateriali	775	550	117	27.208	1.888	2.205	281	33.024
Crediti commerciali	4.015	3.061	1.706	3.582	524	364	(1.829)	11.423
Altro	250	2.482	1.240	1.973	460	404	(208)	6.601
Attività Operative	5.079	15.531 ⁽²⁾	18.159	68.237	12.719 ⁽³⁾	13.048 ⁽⁵⁾	(1.250)	131.523
Debiti commerciali	3.070	3.579	2.488	4.195	784	750	(1.937)	12.929
Fondi diversi	234	1.197	2.536	4.061	2.742	178	700	11.648
Altro	1.959	728	2.994	4.353	1.119	490	(1.545)	10.098
Passività Operative	5.263	5.504	8.018	12.609	4.645 (4)) 1.418 ⁽⁶⁾	(2.782)	34.675

⁽¹⁾ I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11, IFRS 32, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili. Per maggiori dettagli, si rinvia alla Nota 3.

⁽²⁾ Di cui 5 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

⁽²⁾ Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

⁽³⁾ Di cui 194 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

⁽⁴⁾ Di cui 1 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

⁽⁵⁾ Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 8 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

		al 31.12.2013
	al 30.06.2014	restated
Totale attività	164.625	163.865
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.137	1.372
Attività finanziarie non correnti	6.279	6.414
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività non correnti	474	476
Attività finanziarie correnti	8.375	8.297
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.044	7.873
Attività per imposte anticipate	6.267	6.186
Crediti tributari	1.824	1.709
Attività finanziarie e fiscali di attività possedute per la vendita	3	15
Attività di settore	133.222	131.523
Totale passività	111.751	111.033
Finanziamenti a lungo termine	49.320	50.905
Passività finanziarie non correnti	2.498	2.216
Finanziamenti a breve termine	2.821	2.484
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	6.784	4.658
Passività finanziarie correnti	5.325	4.040
Passività per imposte differite	10.742	10.795
Debiti per imposte sul reddito	1.111	286
Debiti tributari diversi	1.179	963
Passività finanziarie e fiscali di passività possedute per la vendita	-	11
Passività di settore	31.971	34.675

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

6. Ricavi - Euro 36.101 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Vendita energia elettrica	23.248	26.866	(3.618)	-13,5%
Trasporto energia elettrica	4.675	4.798	(123)	-2,6%
Corrispettivi da gestori di rete	369	391	(22)	-5,6%
Contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	613	855	(242)	-28,3%
Vendita di gas naturale ai clienti finali	2.337	2.608	(271)	-10,4%
Vendita di combustibili	2.454	1.323	1.131	85,5%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	422	490	(68)	-13,9%
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	7	4	3	75,0%
Altre vendite e prestazioni	838	765	73	9,5%
Totale ricavi delle vendite e prestazioni	34.963	38.100	(3.137)	-8,2%
Contributi a preventivo e altri contributi	15	33	(18)	-54,5%
Contributi per certificati ambientali	487	421	66	15,7 %
Rimborsi vari	64	88	(24)	-27,3%
Plusvalenze da cessione attività	85	21	64	
Proventi da rimisurazione a fair value a seguito di modifiche nel controllo	82	21	61	-
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	18	12	6	50,0%
Altri ricavi	387	591	(204)	-34,5%
Totale altri ricavi e proventi	1.138	1.187	(49)	-4,1%
Totale	36.101	39.287	(3.186)	-8,1%

I ricavi da "Vendita energia elettrica" si attestano nel primo semestre 2014 a 23.248 milioni di euro (26.866 milioni di euro nel primo semestre 2013) e includono i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 14.634 milioni di euro (15.742 milioni di euro nel primo semestre 2013), i ricavi per vendita di energia all'ingrosso (non inclusivi dei corrispettivi da gestori di rete) per 6.874 milioni di euro (8.895 milioni di euro nel primo semestre 2013), nonché i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 1.740 milioni di euro (2.229 milioni di euro nel primo semestre 2013). La variazione negativa trova riscontro nel calo della domanda di energia elettrica nei mercati maturi e nella conseguente riduzione dei volumi venduti sia sul mercato finale che ai grossisti.

I ricavi da "Trasporto di energia elettrica" sono pari nel primo semestre 2014 a 4.675 milioni di euro (4.798 milioni di euro nel primo semestre 2013) e si riferiscono al trasporto di energia destinata a clienti finali Enel per 2.302 milioni di euro (2.414 milioni di euro nell'analogo periodo del 2013) e al trasporto di energia per altri operatori per 2.373 milioni di euro (2.384 milioni di euro nel primo semestre 2013).

I ricavi per "Contributi ricevuti da Cassa Conguaglio e altri organismi assimilati" sono pari nel primo semestre 2014 a 613 milioni di euro, in diminuzione di 242 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale riduzione è connessa prevalentemente ai minori ricavi per le attività di generazione nell'area extrapensinsulare spagnola per effetto, oltre che delle minori quantità prodotte, anche del mancato

riconoscimento di alcuni costi sostenuti negli esercizi 2012 e 2013 stabiliti in base alle interpretazioni sulle recenti modifiche al Regio Decreto Legge n. 9/2013 inerenti il meccanismo di remunerazione delle attività extrapeninsulari.

I ricavi da "Vendita di gas naturale ai clienti finali" ammontano a 2.337 milioni di euro e comprendono ricavi da vendita di gas naturale in Italia per 995 milioni di euro (1.232 milioni di euro nel primo semestre 2013), ricavi da trasporto di gas naturale in Italia per 268 milioni di euro (280 milioni di euro nel primo semestre 2013), nonché ricavi da vendite di gas naturale all'estero per 1.074 milioni di euro (1.096 milioni di euro nel primo semestre 2013).

I ricavi da "Vendita di combustibili", pari a 2.454 milioni di euro, includono nel primo semestre 2014 vendite di gas naturale per 2.125 milioni di euro (1.115 milioni di euro nel primo semestre 2013) e vendite di altri combustibili per 329 milioni di euro (208 milioni di euro nel primo semestre 2013); l'incremento del periodo è da riferire sostanzialmente ai maggiori volumi intermediati, anche in conseguenza della riduzione dei consumi per la generazione.

Le "Plusvalenze da cessione di attività" nel primo semestre 2014 sono pari a 85 milioni di euro (21 milioni di euro nel primo semestre 2013) e sono riferibili per 82 milioni di euro all'adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia, la cui cessione è avvenuta nel quarto trimestre 2013, effettuato in seguito al verificarsi, nel corso del primo semestre 2014, delle condizioni previste nella clausola di earnout inclusa negli accordi stipulati con la parte acquirente prima del completamento della vendita.

I proventi da "Rimisurazione al *fair value* a seguito di modifiche nel controllo" ammontano nel primo semestre 2014 a 82 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo (i) residue dopo la perdita del controllo, a partire dal 1º 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).

Gli "Altri proventi", pari a 387 milioni di euro nel primo semestre 2014, registrano un decremento pari a 204 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione risente, in particolare, del minor contributo governativo riconosciuto alla società argentina Edesur relativamente al Mecanismo Monitoreo de Costes (63 milioni di euro nel primo semestre 2014, 301 milioni di euro riconosciuti nel primo semestre 2013).

Costi

7. Costi - Euro 31.096 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2014	2013 restated	Varia	zioni
- Energia elettrica	11.174	13.632	(2.458)	-18,0%
- Combustibili e Gas	6.423	6.197	226	3,6%
- Materiali	558	665	(107)	-16,1%
Totale materie prime e materiali di consumo	18.155	20.494	(2.339)	-11,4%
- Vettoriamenti passivi	4.653	4.600	53	1,2%
- Godimento beni di terzi	323	293	30	10,2%
- Altri servizi	2.403	2.417	(14)	-0,6%
Totale costi per servizi	7.379	7.310	69	0,9%
Costo del personale	2.218	2.373	(155)	-6,5%
- Ammortamenti delle attività materiali	2.187	2.245	(58)	-2,6%
- Ammortamenti delle attività immateriali	368	390	(22)	-5,6%
- Perdite di valore	312	415	(103)	-24,8%
Totale ammortamenti e perdite di valore	2.867	3.050	(183)	-6,0%
- Oneri per certificati ambientali	239	288	(49)	-17,0%
- Altri costi operativi	922	1.082	(160)	-14,8%
Totale altri costi operativi	1.161	1.370	(209)	-15,3%
- Costi capitalizzati per materiali	(343)	(304)	(39)	-12,8%
- Costi capitalizzati del personale	(341)	(354)	13	-3,7%
Totale costi per lavori interni capitalizzati	(684)	(658)	(26)	-4,0%
TOTALE COSTI	31.096	33.939	(2.843)	-8,4%

Gli acquisti di "Energia elettrica" ammontano nel primo semestre 2014 a 11.174 milioni di euro (13.632 milioni di euro nel primo semestre 2013) ed includono gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 2.134 milioni di euro (2.534 milioni di euro nel primo semestre 2013), e dal Gestore dei Mercati Energetici per 814 milioni di euro (2.574 milioni di euro nel primo semestre 2013). La variazione del periodo è in linea con quanto già commentato nei ricavi.

Gli acquisti di "Combustibili e gas" si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 4.064 milioni di euro (3.368 milioni di euro nel primo semestre 2013) e agli acquisti di altri combustibili per 2.359 milioni di euro (2.829 milioni di euro nel primo semestre 2013).

I costi per "Materiali" nel primo semestre 2014 hanno subito un decremento di 107 milioni di euro rispetto al primo semestre 2013, sostanzialmente per effetto del minor approvvigionamento di EUAs e di CERs.

Il "Costo del personale" del primo semestre del 2014 è pari a 2.218 milioni di euro, con un decremento di 155 milioni di euro (-6,5 %). Tale andamento è da riferire essenzialmente alle minori consistenze medie nei due periodi a confronto, rilevate soprattutto in Italia a partire dal secondo semestre del 2013 a seguito dell'uscita di 2.118 dipendenti in applicazione del piano ex art. 4 della Legge n. 92/2012 ed all'effetto dell'apprezzamento dell'euro nei confronti delle valute dei paesi esteri. Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2014 è pari a 71.404 dipendenti (70.342 al 31 dicembre 2013).

L'organico del Gruppo nel corso del semestre si incrementa di 1.062 unità, sostanzialmente per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (966 unità); inoltre, il primo semestre 2014 risente dell'effetto della

variazione di perimetro rilevata a seguito dell'acquisizione dell'ulteriore 50% della società Gas Atacama (163 risorse), della modifica nel metodo di consolidamento della società SE Hydropower, che a valle della perdita del controllo avvenuta per effetto del cambio dell'assetto di governance ricade ora nella fattispecie di joint operation (-51 risorse), e di altre cessioni minori (-16 risorse).

La voce "Perdite di valore" nel primo semestre del 2014 si riferisce per 285 milioni di euro all'adeguamento di valore di crediti commerciali (380 milioni di euro nel primo semestre 2013). Le perdite di valore includono, inoltre, nel primo semestre 2014 l'effetto della revisione tariffaria della società brasiliana Ampla sulle attività per accordi per servizi in concessione (14 milioni di euro).

Gli "altri costi operativi", pari nel primo semestre 2014 a 1.161 milioni di euro, registrano un decremento di 209 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento risente dei minori accantonamenti netti ai fondi per rischi ed oneri (165 milioni di euro), della riduzione dell'onere relativo ai titoli di efficienza energetica in Italia, nonché della rilevazione nel primo semestre 2013 di imposte e tasse correlate principalmente alle emissioni inquinanti introdotte in Spagna dalla Ley n.15/2012; tali effetti sono solo parzialmente compensati dall'effetto negativo della reintroduzione del *Bono social* a carico delle società elettriche spagnole, che ha generato un onere per il primo semestre 2014 pari a 56 milioni di euro.

In particolare, i citati minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri sono riferibili essenzialmente all'adeguamento positivo (63 milioni di euro) rilevato nel primo semestre 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 nel secondo trimestre 2013 a fronte di contenziosi connessi ad alcune acquisizioni estere effettuate negli esercizi precedenti.

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity

Miliani di aura

8. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity - Euro 6 milioni

I proventi netti derivanti dalla gestione del rischio commodity si riferiscono per 87 milioni di euro a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso del periodo e per 81 milioni di euro a oneri netti da valutazione dei contratti derivati su commodity in essere al 30 giugno 2014.

Milioni di euro				
	2014	2013 restated	Variazioni	
Proventi				
Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine periodo	2.570	1.491	1.079	72,4%
Totale proventi realizzati su contratti chiusi nel periodo	87	-	87	-
Totale proventi	2.657	1.491	1.166	78,2%
Oneri				-
Totale oneri da valutazione su contratti in essere a fine periodo	(2.651)	(1.518)	(1.133)	-74,6%
Totale oneri realizzati su contratti chiusi nel periodo	-	(228)	228	-
Totale oneri	(2.651)	(1.746)	(905)	-51,8%
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO COMMODITY	6	(255)	261	-
- di cui per derivati di trading/non copertura IFRS/IAS"	(26)	(112)	86	-76,8%
- di cui quota inefficace su CFH"	-	(1)	1	-

9. **Proventi/(Oneri) finanziari** – Euro (1.676) milioni

Milioni di euro

	2014	2013 restated	Varia	azioni
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	139	164	(25)	-15,2%
Differenze positive di cambio	203	396	(193)	-48,7%
Proventi da strumenti derivati	744	555	189	34,1%
Proventi da partecipazioni	3	73	(70)	-95,9%
Altri proventi	130	256	(126)	-49,2%
Totale proventi finanziari	1.219	1.444	(225)	-15,6%
Interessi e altri oneri su debiti finanziari	1.446	1.412	34	2,4%
Differenze negative di cambio	521	300	221	73,7%
Oneri da strumenti derivati	568	733	(165)	-22,5%
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	96	125	(29)	-23,2%
Attualizzazione altri fondi	84	105	(21)	-20,0%
Oneri da partecipazioni	-	2	(2)	-
Altri oneri	180	30	150	0,0%
Totale oneri finanziari	2.895	2.707	188	6,9%
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI	(1.676)	(1.263)	(413)	-32,7%

I proventi finanziari, pari a 1.219 milioni di euro, registrano un decremento di 225 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. Tale decremento si riferisce principalmente:

- > alla riduzione delle differenze positive di cambio per 193 milioni di euro;
- > all'incremento dei proventi da strumenti derivati per 189 milioni di euro relativi principalmente ai maggiori proventi da valutazione che hanno più che compensato la riduzione relativa al fair value dei contratti onerosi in Slovacchia pari a 51 milioni di euro;
- > al decremento dei proventi da partecipazioni per 70 milioni di euro connesso essenzialmente alla rilevazione nel primo semestre 2013 della plusvalenza relativa alla cessione di Medgaz (64 milioni di euro):
- > alla riduzione degli altri proventi finanziari, sostanzialmente per effetto dei minori interessi attivi rilevati dalla società argentina Edesur a fronte del riconoscimento del contributo connesso ai programmi MMC e PUREE (38 milioni di euro), nonché della rilevazione nel primo semestre 2013 di proventi finanziari connessi all'adeguamento delle attività finanziarie per i servizi concessione (IFRIC 12) per le società distributrici brasiliane (35 milioni di euro).

Gli oneri finanziari, pari a 2.895 milioni di euro, rilevano un incremento di 188 milioni di euro rispetto al primo semestre 2013. La variazione trova riscontro nei seguenti principali fenomeni:

- > incremento delle differenze negative di cambio per 221 milioni di euro;
- > decremento degli oneri da strumenti derivati per 165 milioni di euro;
- > incremento degli altri oneri finanziari per 150 milioni di euro connesso per 84 milioni di euro all'adeguamento delle attività finanziarie riconosciute a fronte del servizio in concessione della società brasiliana Ampla a valle della revisione tariffaria effettuata nel primo semestre 2014, e per gli ulteriori 66 milioni di euro al ripristino di valore rilevato nel primo semestre 2013 del credito relativo al National Nuclear Fund slovacco.

10. Imposte - Euro 1.148 milioni

Milioni di euro

	2014	2013 restated	Var	iazioni
Imposte correnti	1.304	1.667	(363)	-21,8%
Rettifiche per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti	(71)	(146)	75	-51,4 %
Imposte differite	(88)	(59)	(29)	-49,2 %
Imposte anticipate	3	(22)	25	
Totale	1.148	1.440	(292)	-20,3%

Le imposte del primo semestre 2014 ammontano a 1.148 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 33,9% a fronte di un'incidenza del 36,7% nel primo semestre 2013. La minore incidenza delle imposte rilevata rispetto al primo semestre del 2013 è da riferire essenzialmente alla riduzione, a partire da gennaio 2014, dell'aliquota addizionale IRES (c.d. Robin hood Tax) passata dal 10,5% dello scorso semestre al 6,5% ed applicabile ad alcune società italiane.

Inoltre, la variazione risente della rilevazione nel primo semestre 2014 di alcuni proventi da cessione di partecipazioni in regime di sostanziale esenzione e della maggiore incidenza nel periodo precedente di oneri non deducibili in via permanente. Nella comparazione di tale grandezza rispetto allo stesso periodo precedente, tali effetti sono solo parzialmente compensati dal beneficio, rilevato nel primo semestre 2013 per 56 milioni di euro, a fronte dell'adeguamento del credito derivante dalla richiesta di rimborso IRES/IRAP effettuata in base a quanto disposto dall'art. 4 comma 12 del Decreto Legge 2 marzo 2012, n. 16.

11. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie del periodo pari a 9.403.357.795 azioni, rettificata con l'effetto diluitivo delle stock option in essere nel periodo (pari a 0 in entrambi gli esercizi a confronto).

Mi	lioni	di	euro

	2014	2013 restated	Va	riazioni
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	1.685	1.680	5	0,3%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	_	-	_	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	1.685	1.680	5	0,3%
Numero di azioni ordinarie	9.403.357.795	9.403.357.795	-	-
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,18	0,18	-	-
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	_	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,18	0,18	-	-

Si segnala che i piani di *Stock Options* per il *top management* attualmente in essere potrebbero potenzialmente diluire l'utile base per azione in futuro. Tra la data di chiusura del bilancio consolidato semestrale abbreviato e la data di pubblicazione dello stesso, non si sono verificati eventi che abbiano cambiato il numero delle azioni ordinarie o delle potenziali azioni ordinarie in circolazione a fine esercizio.

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

12. Immobili, impianti e macchinari - Euro 81.189 milioni

La movimentazione degli immobili, impianti e macchinari nel corso del primo semestre 2014 è la seguente:

Milioni	di	euro
---------	----	------

Totale al 1° gennaio 2014 restated	80.263
Investimenti	2.274
Differenze cambio	(18)
Variazioni perimetro di consolidamento	527
Rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo	50
Ammortamenti	(2.183)
Perdite di valore e ripristini di valore	(4)
Dismissioni e altri movimenti	280
Totale al 30 giugno 2014	81.189

Gli investimenti effettuati nel corso del primo semestre 2014 ammontano a 2.274 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2013 di 129 milioni di euro. Nella seguente tabella sono elencati gli investimenti effettuati nel primo semestre 2014, distinti per tipologia di impianto:

Milioni di euro	1° semestre		
	2014	2013 restated	
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	226	236	
- idroelettrici	249	181	
- geotermoelettrici	80	84	
- nucleare	342	306	
- con fonti energetiche alternative	497	423	
Totale impianti di generazione	1.394	1.230	
Reti di distribuzione di energia elettrica	843	886	
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	37	29	
TOTALE	2.274	2.145	

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 1.394 milioni di euro, con un incremento di 164 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito dei maggiori investimenti in impianti di generazione da fonte idroelettrica realizzati dalla divisione Iberia e America Latina e da fonti energetiche alternative realizzati dalla divisione Energie Rinnovabili, nonché dei maggiori investimenti in impianti di generazione nucleare realizzati dalla divisione Internazionale. Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 843 milioni di euro e risultano in decremento di 43 milioni di euro rispetto al primo semestre 2013.

La "variazione di perimetro di consolidamento" si riferisce all'acquisizione del controllo della società cilena Inversiones Gas Atacama operante nel trasporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica (255 milioni di euro) e della società Buffalo Dunes Wind Project operante nella generazione eolica (334 milioni di euro). Tale incremento è stato parzialmente compensato (62 milioni di euro) dalla modifica nel controllo della società SE Hydropower, in base agli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della

stessa, che ha comportato il cambio del metodo di consolidamento della società da integrale a proporzionale rientrando nella fattispecie di joint operation.

Le "perdite di valore" rilevate sugli immobili, impianti e macchinari, pari a 4 milioni di euro, sono relative principalmente ad alcuni impianti di produzione in Europa Centrale.

Le "dismissioni e altri movimenti" pari a 280 milioni di euro includono la riclassifica dalle attività possedute per la vendita degli asset di Marcinelle Energie, per i quali sono venuti meno, nel corso del primo semestre 2014, i requisiti per la classificazione prevista dall'IFRS 5.

13. Attività immateriali - Euro 32.893 milioni

La movimentazione delle attività immateriali nel corso del primo semestre 2014 è la seguente:

Milioni di euro	Altre attività immateriali	Avviamento	Totale attività immateriali
Totale al 1° gennaio 2014 restated	18.055	14.967	33.022
Investimenti	210	-	210
Differenze cambio	315	(13)	302
Variazioni perimetro di consolidamento	(261)	8	(253)
Ammortamenti	(368)	-	(368)
Perdite e ripristini di valore	(14)	-	(14)
Altri movimenti	(6)	-	(6)
Totale al 30 giugno 2014	17.931	14.962	32.893

La variazione del periodo delle attività immateriali, ad eccezione dell'avviamento, si riferisce sostanzialmente alle variazioni positive di cambio intervenute nel semestre pari a 315 milioni di euro (prevalentemente a seguito dell'apprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro) e agli investimenti del periodo pari a 210 milioni di euro. Tali effetti sono stati compensati dagli ammortamenti effettuati per 368 milioni di euro, nonché dalle variazioni del perimetro di consolidamento (261 milioni di euro) connesse principalmente alle modifiche nel controllo della società SE Hydropower in considerazione degli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della stessa.

La movimentazione dell'avviamento è dovuta alle variazioni di cambio complessivamente negative per 13 milioni di euro (prevalentemente a seguito del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro) e alle variazioni del perimetro di consolidamento per 8 milioni di euro. Quest'ultima si riferisce all'acquisizione del controllo delle società Buffalo Dunes Wind Project (7 milioni di euro) e Inversiones Gas Atacama (1 milione di euro).

Il valore dell'avviamento è così dettagliato:

Milioni di euro	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated	Varia	zioni
Endesa	11.868	11.867	1	
Enel OGK-5	237	263	(26)	-9,9%
Gruppo Enel Green Power	890	⁽¹⁾ 875	15	1,7%
Slovenské elektràrne	697	697	-	
Enel Energia	579	579	-	
Enel Distributie Muntenia	551	547	4	0,7%
Enel Energie Muntenia	114	113	1	0,9%
Nuove Energie	26	26	-	
Totale	14.962	14.967	(5)	

⁽¹⁾ Include EGP España, EGP Latin America, Enel Panama, Inelec, EGP North America, EGP Hellas, EGP France, EGP Romania, EGP Bulgaria e EGP Portoscuso e altre minori.

La valutazione di *impairment* delle CGU a cui sono allocate le porzioni di avviamento è effettuata annualmente. Il test è effettuato sulla base dei flussi di cassa derivanti dal Piano Industriale 2014-23, predisposto dalla Direzione ed attualizzati applicando degli specifici tassi di sconto; a tale riguardo si precisa che i risultati consolidati del primo semestre 2014 hanno sostanzialmente confermato le previsioni riflesse in tale Piano. Le assunzioni chiave applicate per determinare il valore d'uso delle singole CGU e le analisi di sensitività sono riportate nel Bilancio consolidato dell'esercizio 2013 e continuano a essere ad oggi sostenibili.

14. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 6.267 milioni ed Euro 10.742 milioni

	Mil	lioni	di	euro
--	-----	-------	----	------

	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated
Attività per imposte anticipate	6.267	6.186
Passività per imposte differite	10.742	10.795
Di cui:		
Attività per imposte anticipate non compensabili	2.910	2.611
Passività per imposte differite non compensabili	5.084	4.525
Passività per imposte differite nette eccedenti anche dopo un'eventuale compensazione	2.301	2.695

La movimentazione delle imposte anticipate e differite rilevata nel periodo è da attribuire, oltre che alla variazione rilevata a seguito delle differenze cambio, all'effetto rilevato a conto economico principalmente relativo:

- > agli accantonamenti ai fondi rischi con deducibilità fiscale differita;
- > alla valutazione degli strumenti finanziari derivati;
- > alle differenze di valore su immobili, impianti e macchinari e attività immateriali, anche a seguito degli effetti delle allocazioni di prezzo in caso di business combination.

15. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 1.137 milioni

Nella seguente tabella è esposta la movimentazione delle principali partecipazioni in imprese collegate e a controllo congiunto valutate con il metodo del patrimonio netto:

Miliani di aura		Quota	Impatto a conto	Variaz.	Altri		Quota
Milioni di euro	al	%	economico	Perim.	movim.		<u>%</u>
	31.12.2013 restated					al 30.06.2014	
Società a controllo congiunto:							
Hydro Dolomiti Enel	210	49,0%	17	-	(49)	178	49,0%
Centrales Hidroeléctricas De Aysén	96	51,0%	(1)	-	-	95	51,0%
Rusenergosbyt	59	49,5%	29	-	(21)	67	49,5%
Tejo Energía Produçao E Distribuçao De Energia Electrica	58	38,9%	3	-	(4)	57	38,9%
Distribuidora Eléctrica De Cundinamarca	34	49,0%	2	-	13	49	49,0%
Energie Electrique De Tahaddart	30	32,0%	3	-	(6)	27	32,0%
Powercrop	23	50,0%	(1)	-	(3)	19	50,0%
Nuclenor	12	50,0%	(1)	-	-	11	50,0%
Inversiones Gasatacama	171	50,0%	4	(174)	(1)	-	-
Società collegate:							
Elica 2	136	30,0%	-	-	(1)	135	30,0%
La Geo	98	36,2%	15	-	(27)	86	36,2%
Eneop-Eólicas de Portugal	32	36,0%	10	-	(2)	40	36,0%
CESI	37	42,7%	1	-	(1)	37	42,7%
Tecnatom	30	45,0%	(1)	-	(1)	28	45,0%
Tirme	23	40,0%	1	-	(1)	23	40,0%
Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale Do Minho	15	50,0%	9	-	(6)	18	50,0%
Suministradora Eléctrica De Cádiz	17	33,5%	1	-	-	18	33,5%
Terrae	15	20,0%	-	-	-	15	20,0%
Compañía Eólica Tierras Altas	14	35,6%	-	-	-	14	35,6%
Buffalo Dunes Wind Project	69	49,0%	3	(76)	4	-	
Altre minori	193		(41)	(1)	69	220	
Totale	1.372		53	(251)	(37)	1.137	

La "Variazione di perimetro" è connessa essenzialmente all'acquisizione di ulteriori quote del capitale sociale della società cilena Inversiones Gas Atacama e della società statunitense Buffalo Dunes Wind Project che ha consentito di ottenerne il controllo e consolidarle con il metodo integrale. Gli "altri movimenti", oltre a includere le differenze derivanti dal variare dei tassi di cambio, includono prevalentemente l'effetto della distribuzione dei dividendi.

16. Attività finanziarie non correnti – Euro 6.279 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated	Vari	azioni
Partecipazioni in altre imprese	224	285	(61)	-21,4%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi Nota 19.3)	4.866	4.965	(99)	-2,0%
Contratti derivati (vedi Nota 4.1)	497	444	53	11,9%
Accordi per servizi in concessione	612	618	(6)	-1,0%
Risconti attivi finanziari non correnti	80	102	(22)	-21,6%
Totale	6.279	6.414	(135)	-2,1%

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include partecipazioni valutate al *fair value* per 165 milioni di euro e per la restante parte (59 milioni di euro) partecipazioni il cui *fair value* non risulta facilmente determinabile e che pertanto, in assenza di ipotesi di vendita delle stesse, sono iscritte al costo d'acquisto rettificato per eventuali perdite di valore.

La stessa voce include, tra le altre, la partecipazione in Bayan Resources per 149 milioni di euro (169 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

17. Crediti commerciali - Euro 11.629 milioni

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine periodo è pari a 1.509 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 1.472 milioni di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro

Totale al 1° gennaio 2014 restated	1.472
Accantonamenti	285
Utilizzi	(249)
Altri movimenti	1_
Totale al 30 giugno 2014	1.509

18. Attività finanziarie correnti – Euro 8.375 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated	Varia	zioni
Attività finanziarie correnti incluse nella posizione finanziaria netta (vedi Nota 19.4)	3.942	5.503	(1.561)	-28,4%
Contratti derivati (vedi Nota 4.2)	4.353	2.690	1.663	61,8%
Altre	80	104	(24)	-23,1%
Totale	8.375	8.297	78	0,9%

19. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – Euro 43.073 milioni

La tabella seguente mostra la ricostruzione della "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine" a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Mi	lion	iА	iΔi	Iro

	Note	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated	Variaz	ioni
Finanziamenti a lungo termine	19.1	49.320	50.905	(1.585)	-3,1%
Finanziamenti a breve termine	19.2	2.821	2.484	337	13,6%
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	19.1	6.784	4.658	2.126	45,6%
Attività finanziarie non correnti	19.3	(4.866)	(4.965)	99	2,0%
Attività finanziarie correnti	19.4	(3.942)	(5.503)	1.561	28,4%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	19.5	(7.044)	(7.873)	829	10,5%
Totale		43.073	39.706	3.367	8,5%

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 giugno 2014 e al 31 dicembre 2013, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

IVI i	lion	ו חו	rn

	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated	Varia	ızioni
Denaro e valori in cassa	1.479	1.060	419	39,5%
Depositi bancari e postali	5.565	6.813	(1.248)	-18,3%
Titoli	21	17	4	23,5%
Liquidità	7.065	7.890	(825)	-10,5%
Crediti finanziari a breve termine	2.225	2.247	(22)	-1,0%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	150	263	(113)	-43,0%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.546	2.976	(1.430)	-48,1%
Crediti finanziari correnti	3.921	5.486	(1.565)	-28,5%
Debiti verso banche	(74)	(118)	44	37,3%
Commercial paper	(2.500)	(2.202)	(298)	-13,5%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.659)	(1.750)	91	5,2%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(4.844)	(2.648)	(2.196)	-82,9%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(281)	(260)	(21)	-8,1%
Altri debiti finanziari correnti	(247)	(164)	(83)	-50,6%
Totale debiti finanziari correnti	(9.605)	(7.142)	(2.463)	-34,5%
Posizione finanziaria corrente netta	1.381	6.234	(4.853)	-77,8%
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(7.610)	(7.873)	263	3,3%
Obbligazioni	(40.040)	(41.483)	1.443	3,5%
Debiti verso altri finanziatori	(1.670)	(1.549)	(121)	-7,8%
Posizione finanziaria non corrente	(49.320)	(50.905)	1.585	-3,1%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(47.939)	(44.671)	(3.268)	-7,3%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	4.866	4.965	(99)	-2,0%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(43.073)	(39.706)	(3.367)	-8,5%

19.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 56.104 milioni

Tale voce riflette il debito a lungo termine relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro e altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

AMIL of all a				dicembre 2013	Marta ta ca
Milioni di euro		ai 30	giugno 2014	restated	Variazione
			Di cui quota		
		Di cui quota	oltre i 12		
	Totale	corrente	mesi		
Obbligazioni	44.884	4.844	40.040	44.131	753
Finanziamenti bancari	9.269	1.659	7.610	9.623	(354)
Debiti verso altri finanziatori	1.951	281	1.670	1.809	142
Totale	56.104	6.784	49.320	55.563	541

Nella tabella che segue viene esposto il dettaglio delle obbligazioni in essere al 30 giugno 2014.

					Quota con scadenza		
		Saldo contabile	Fair value	Quota corrente	oltre i 12 mesi	Saldo contabile	Fair value
	•	Contabile	raii value	corrente	IIIesi	Contabile	Tall value
						al 31 dicen	nbre 2013
Milioni di euro	Scadenza		al 30 giu	gno 2014		resta	ited
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	2014-2097 (1)	32.310	37.409	2.361	29.949	30.730	33.690
- tasso variabile quotate	2014-2031	5.692	6.039	1.426	4.266	6.506	6.832
- tasso fisso non quotate	2014-2039	5.508	6.189	993	4.515	5.463	5.827
- tasso variabile non quotate	2014-2032	1.374	1.298	64	1.310	1.432	1.299
Totale obbligazioni		44.884	50.936	4.844	40.040	44.131	47.648

⁽¹⁾ Le date di scadenza delle obbligazioni a tasso fisso quotate indicate in tabella sono basate sull'ipotesi di esercizio dell'opzione per l'estinzione delle emissioni ibride effettuate nel mese di settembre del 2013 e gennaio 2014 alla prima data utile prevista per ciascuna emissione (tra il 2019 ed il 2023). Il costo ammortizzato è stato corrispondentemente calcolato sulla base della medesima assunzione

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 766 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla capogruppo Enel SpA, mentre Enel Insurance detiene obbligazioni emesse da Enel SpA per un importo complessivo di 15 milioni di euro.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

_Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 30 giug	jno 2014	al 31 dicembre 2013 restated	al 30 giu	gno 2014
Euro	37.698	37.929	38.267	3,95%	4,33%
Dollaro USA	8.565	8.618	8.467	6,08%	6,42%
Sterlina inglese	5.282	5.352	4.486	6,08%	6,24%
Peso colombiano	1.837	1.837	1.662	7,90%	7,90%
Real brasiliano	855	857	746	11,00%	11,20%
Franchi svizzeri	599	601	593	2,85%	2,91%
Peso cileno/UF	452	464	461	11,40%	13,30%
Sol peruviano	316	316	302	6,70%	6,70%
Rublo russo	129	129	243	8,14%	8,39%
Yen giapponese	249	249	238	2,35%	2,38%
Altre valute	122	122	98		
Totale valute non euro	18.406	18.545	17.296		
TOTALE	56.104	56.474	55.563		

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro		Rimborsi	Movimentaz. obbligazioni proprie	Variazione perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Differenze cambio	
	al 31 dicembre 2013 restated				·		al 30 giugno 2014
Obbligazioni	44.480	(1.779)	(28)	-	2.197	349	45.219
Finanziamenti bancari	9.644	(960)	-	-	617	3	9.304
Debiti verso altri finanziatori	1.809	(106)	-	8	213	27	1.951
Totale	55.933	(2.845)	(28)	8	3.027	379	56.474

Rispetto al 31 dicembre 2013, il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine registra un incremento di 541 milioni di euro, quale saldo di 2.845 milioni di euro di rimborsi, di 3.027 milioni di euro di nuovi finanziamenti, di 28 milioni di euro relativi alla movimentazione delle obbligazioni proprie detenute in portafoglio, di 379 milioni di euro dovuti a differenze negative di cambio e 8 milioni di euro dovuti alla variazione dell'area di consolidamento.

I principali rimborsi effettuati nel corso del primo semestre 2014 si riferiscono a:

- > prestiti obbligazionari per 1.779 milioni di euro, sostanzialmente relativi a:
 - 1.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso da Enel SpA, scaduti nel mese di giugno 2014;
 - 350 milioni di dollari statunitensi relativi a prestiti obbligazionari a tasso fisso, emessi da Enersis, scaduti nel mese di gennaio 2014;

- 244 milioni di euro relativi a prestiti obbligazionari a tasso fisso, emessi da International
 Endesa, rimborsati anticipatamente nel mese di febbraio 2014;
- 250 miliardi di pesos colombiani relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso da Codensa, scaduto nel mese di marzo 2014;
- > finanziamenti bancari per 960 milioni di euro, di cui:
 - 657 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari a tasso variabile di Endesa, di cui 400 milioni di euro rimborsati anticipatamente;
 - 232 milioni di euro relativi al rimborso dei finanziamenti BEI giunti in scadenza nel corso del primo semestre 2014;
 - 71 milioni di euro relativi ad altri finanziamenti bancari giunti in scadenza nel corso del primo semestre del 2014;
- > debiti verso altri finanziatori per 106 milioni di euro.

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del primo semestre 2014 si evidenziano:

- > tra gennaio e maggio del 2014 Slovenské elektrárne ha stipulato dei Loan Agreement per complessivi 1.120 milioni di euro con scadenze che vanno dal 2019 al 2021;
- > in data 18 marzo 2014 è stata sostituita 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 con una linea di credito revolving dell'importo di 9.440 milioni di euro in scadenza ad aprile 2018;
- > in data 21 marzo 2014 Enel Green Power International ha stipulato un Loan Agreement di 153 milioni di euro della durata di 12 anni;
- in data 24 aprile 2014, Enel SpA ha rinegoziato una linea di credito revolving bilaterale per un valore complessivo di 550 milioni di euro con scadenza nel 2018 in sostituzione di linee di credito di 400 milioni di euro in scadenza nel mese di luglio 2015;
- > in data 9 maggio 2014, Enel Brasil Participações ha stipulato un Loan Agreement di 200 milioni di dollari statunitensi con scadenza nel 2024.

Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del primo semestre del 2014, si segnalano le sequenti:

- > nel mese di gennaio, Enel SpA ha emesso prestiti obbligazionari ibridi le cui caratteristiche sono di seguito indicate:
 - 1.000 milioni di euro a tasso fisso 5%, con scadenza 15 gennaio 2075 con opzione call al 15 gennaio 2020;
 - 500 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 6,625%, con scadenza 15 settembre 2076 con opzione call al 15 settembre 2021;
- > nel mese di aprile, Endesa Chile ha emesso un prestito obbligazionario di 400 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 4,25%, con scadenza al 15 aprile 2024;
- > nel mese di maggio, Emgesa ha emesso tre prestiti obbligazionari per complessivi 590 milioni di pesos colombiani a tasso variabile, con scadenze che vanno dal 2020 al 2030;
- > nei mesi di aprile e giugno Edelnor ha emesso dei prestiti obbligazionari per 260 milioni di soles peruviani a tasso fisso, con scadenze fino al 12 giugno 2023.

Si evidenzia, inoltre:

- > il maggiore utilizzo da parte di Slovenské elektrárne di linee di credito *revolving committed* per complessivi 125 milioni di euro;
- > il tiraggio da parte di Slovenské elektrárne di finanziamenti bancari a tasso variabile per un valore di 211 milioni di euro;

- > il tiraggio da parte di Enel Green Power International di finanziamenti bancari a tasso variabile per un valore di 153 milioni di euro;
- > il tiraggio di finanziamenti bancari per un controvalore complessivo di 128 milioni di euro da parte delle altre società del gruppo.

Al 30 giugno 2014 l'11% dell'indebitamento finanziario netto è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 30 giugno 2014 risulta essere interamente coperto. Anche laddove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l'indebitamento finanziario netto risulta stabilmente coperto al 100% rispetto all'esposizione.

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (covenant) in capo alle società debitrici (Enel, Endesa e le altre società del Gruppo) e in alcuni casi in capo a Enel nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. Per una descrizione puntuale degli stessi, si rimanda al Bilancio consolidato 2013 considerando che rispetto ad esso, risulta rimborsata anticipatamente a marzo 2014 la linea di credito Revolving da 10 miliardi di euro.

19.2 Finanziamenti a breve termine – Euro 2.821 milioni

Al 30 giugno 2014 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 2.821 milioni di euro, registrando un incremento di 337 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di eui

	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated	Variaz	ioni
Debiti verso banche a breve termine	74	118	(44)	-37,3%
Commercial paper	2.500	2.202	298	13,5%
Cash collateral e altri debiti su derivati	194	119	75	63,0%
Altri debiti finanziari a breve termine	53	45	8	17,8%
Totale	2.821	2.484	337	13,6%

Le commercial paper si riferiscono per 2.068 milioni di euro alle emissioni effettuate nell'ambito del programma di 6.000 milioni di euro lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International (con la garanzia di Enel SpA) e rinnovato nel mese di aprile 2010 e per 432 milioni di euro al programma di Endesa Internacional (oggi Endesa Latinoamérica) ed Enersis nell'ambito di un programma complessivo di 3.293 milioni di euro.

Il valore nozionale delle commercial paper è pari a 2.502 milioni di euro ed è denominato in euro per 2.366 milioni di euro ed in dollari statunitensi per un controvalore pari a 136 milioni di euro (interamente coperti dal rischio di cambio mediante operazioni di currency swap).

19.3 Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - Euro 4.866 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated	Varia	azioni
Crediti finanziari diversi	3.418	3.315	103	3,1%
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	140	128	12	9,4%
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value	37	24	13	54,2%
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	1.271	1.498	(227)	-15,2 %
Totale	4.866	4.965	(99)	-2,0%

I "Crediti finanziari diversi" includono, tra gli altri, il credito verso il fondo statale slovacco per il decommissioning per 848 milioni di euro (813 milioni di euro al 31 dicembre 2013), i crediti verso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico relativi alla sostituzione anticipata dei contatori per 435 milioni di euro (434 milioni di euro al 31 dicembre 2013), i crediti relativi al rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Pensione Elettrici per 448 milioni di euro (448 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

I "Titoli detenuti sino a scadenza" sono interamente costituiti da obbligazioni.

19.4 Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - Euro 3.942 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated	Variazi	oni
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.546	2.976	(1.430)	-48,1%
Crediti per anticipazioni di factoring	150	263	(113)	-43,0%
Titoli:				
- titoli disponibili per la vendita (available for sale)	21	17	4	23,5%
Cash collateral	1.817	1.720	97	5,6 %
Altri crediti finanziari	408	527	(119)	-22,6%
Totale	3.942	5.503	(1.561)	-28,4%

La voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" è costituita essenzialmente dalla quota a breve termine del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo per 850 milioni di euro (1.648 milioni di euro al 31 dicembre 2013). La variazione del periodo risente essenzialmente dei nuovi crediti maturati nel primo semestre 2014, più che compensate dagli incassi ottenuti nel periodo (1.269 milioni di euro includendo gli effetti dei rimborsi riferiti alla generazione extrapeninsulare).

19.5 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 7.044 milioni

Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 201 milioni di euro (192 milioni di euro al 31 dicembre 2013) essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

20. Attività/Passività possedute per la vendita - Euro 14 milioni

Nella seguente tabella è esposta la composizione delle due voci, rispettivamente al 30 giugno 2014 e al 31 dicembre 2013.

Milioni di euro

	Attività po	Attività possedute per la vendita			possedute per la ve	endita
	al 30 giugno 2014	al 31 dicembre 2013 restated	Variazione	al 30 giugno 2014	al 31 dicembre 2013 restated	Variazione
Marcinelle Energie	-	195	(195)		8	(8)
Altre minori	14	46	(32)	-	12	(12)
Totale	14	241	(227)	-	20	(20)

La variazione del periodo risente sostanzialmente del venir meno dei requisiti per la classificazione in tale voce delle attività e passività di Marcinelle Energie, a seguito della sostanziale interruzione delle negoziazioni che erano state avviate. Pertanto i corrispondenti importi sono stati riclassificati nelle voci originarie.

21. Patrimonio netto totale – Euro 52.874 milioni

21.1 Patrimonio netto del Gruppo - Euro 36.163 milioni

Capitale sociale - Euro 9.403 milioni

Non essendo state esercitate nel corso del primo semestre 2014 *stock option* assegnate in base ai piani di azionariato approvati dalla Società, al 30 giugno 2014 (così come al 31 dicembre 2013) il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 9.403.357.795 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Al 30 giugno 2014, in base delle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 nonché delle altre informazioni a disposizione, non risultano azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società all'infuori del Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 31,24% del capitale sociale), di Natixis S.A. (con il 2,64% del capitale sociale, posseduto alla data del 27 giugno 2013 a titolo di gestione del risparmio) e di People's Bank of China (con il 2,07% del capitale sociale).

L'Assemblea degli azionisti di Enel SpA del 22 maggio 2014 ha deliberato un dividendo per l'intero esercizio 2013 pari a 13 centesimi di euro per azione per un importo complessivo di 1.222 milioni di euro. Tale dividendo è stato messo in pagamento – al lordo delle eventuali ritenute di legge – a decorrere dal 26 giugno 2014, previo stacco della cedola in data 23 giugno 2014.

Riserve diverse - Euro 6.849 milioni

Riserva per sovrapprezzo azioni – Euro 5.292 milioni

La suddetta riserva non ha subito movimentazioni nel primo semestre 2014.

Riserva legale – Euro 1.881 milioni

La riserva legale rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art.2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve - Euro 2.262 milioni

Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.

In caso di distribuzione i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera – Euro (980) milioni

La variazione positiva del periodo, pari a 104 milioni di euro, è dovuta agli effetti dell'apprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari – Euro (1.799) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge) e i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo – Euro 721 milioni La suddetta riserva non ha subito movimentazioni nel primo semestre 2014.

Riserva per acquisizioni di "non controlling interest" - Euro 71 milioni

Tra il 14 gennaio 2014 e il 16 maggio 2014 è stata acquisita, attraverso un'operazione di offerta pubblica di acquisto (OPA), un'ulteriore quota del 15,18% di Coelce, società operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già precedentemente controllata dal Gruppo. Pertanto, la variazione del periodo è riferibile alla differenza tra la quota di patrimonio netto acquisito dalle minoranze azionarie di Coelce e il relativo prezzo di acquisto.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro (71) milioni Tale riserva accoglie la quota di risultato complessivo da rilevare direttamente a patrimonio netto, riferibile alle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Riserva per benefici ai dipendenti - Euro (528) milioni

Tale riserva accoglie, a seguito dell'applicazione dal 1° gennaio 2013 del nuovo IAS 19 *revised*, la rilevazione degli utili e perdite attuariali in contropartita delle passività per benefici ai dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale. Nel periodo intermedio non si sono verificate variazioni significative delle ipotesi attuariali già utilizzate ai fini del bilancio dell'esercizio 2013 e conseguentemente, nel prospetto dell'utile complessivo del periodo non sono stati rilevati né utili né perdite attuariali.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevate direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi.

Milioni di euro

	al 31 di	cembre 2013 r	restated			Variazioni				al	30 giugno 20)14
	Totale	Di cui Gruppo	Di cui inter. di terzi	Utili/(Perdite) rilevati a patr. netto nel periodo	Rilasciati a Conto economico	Imposte	Totale	Di cui Gruppo	Di cui inter. di terzi	Totale	Di cui Gruppo	Di cui inter. di terzi
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(2.499)	(1.182)	(1.317)	316	-	-	316	104	212	(2.183)	(1.078)	(1.105)
Riserva da valutazione strumenti finanziari	(1.603)	(1.464)	(139)	(332)	(67)	22	(377)	(335)	(42)	(1.980)	(1.799)	(181)
Quota OCI di società collegate valutate a equity	(63)	(58)	(5)	(20)	3	1	(16)	(13)	(3)	(79)	(71)	(8)
Riserva da benefici ai dipendenti	(628)	(532)	(96)	-	-	-	-	-	-	(628)	(532)	(96)
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	(4.793)	(3.236)	(1.557)	(36)	(64)	23	(77)	(244)	167	(4.870)	(3.480)	(1.390)

21.2 Interessenze di terzi – Euro 16.711 milioni

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi suddivisa per Divisione.

Milioni di euro

	al 30 giugno 2014	al 31 dicembre 2013 restated	Variazione
Iberia e America Latina	11.871	12.010	(139)
Internazionale	2.410	2.361	49
Energie Rinnovabili	2.430	2.306	124
Generazione ed Energy Management	-	214	(214)
Totale	16.711	16.891	(180)

22. Fondi rischi e oneri - Euro 7.402 milioni

Milioni	di	euro
---------	----	------

Al 1° gennaio 2014 restated	7.971
Accantonamenti	469
Utilizzi	(925)
Rilasci	(266)
Oneri da attualizzazione	112
Differenze cambio	1_
Altri movimenti	40_
al 30 giugno 2014	7.402

La voce include al 30 giugno 2014, tra gli altri, il fondo per decommissioning nucleare relativo agli impianti spagnoli e slovacchi per 2.736 milioni di euro (2.642 milioni di euro al 31 dicembre 2013), il fondo oneri per incentivo all'esodo per 1.456 milioni di euro (1.746 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e il fondo contenzioso legale per 955 milioni di euro (1.082 milioni al 31 dicembre 2013).

In particolare, la variazione relativa al fondo oneri per incentivo all'esodo si riferisce essenzialmente agli utilizzi effettuati nel primo semestre 2014 in applicazione del piano ex art. 4 della Legge n. 92/2012, operativo in Italia dal quarto trimestre 2013, e in Spagna relativamente ai piani di Early Retirement (ERE) in essere nel paese.

Inoltre, si segnala che la variazione del fondo contenzioso legale, pari a 127 milioni di euro, risente della chiusura in via transattiva del contenzioso tra Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche che ha comportato il pagamento da parte di Enel Distribuzione di 89 milioni di euro ed il rilascio del fondo eccedente per 63 milioni di euro.

23. Passività finanziarie non correnti – Euro 2.498 milioni

La voce include esclusivamente il *fair value* di contratti derivati. Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota 4.3.

24. Passività finanziarie correnti – Euro 5.325 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2014	al 31.12.2013 restated	Variaz	ioni
Passività finanziarie differite	902	974	(72)	-7,4%
Contratti derivati (vedi Nota 4.4)	4.318	2.940	1.378	46,9%
Altre partite	105	126	(21)	-16,7%
Totale	5.325	4.040	1.285	31,8%

25. 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 Vendita di energia per uso proprio
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 e il gas.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere al 30 giugno 2014 e intrattenuti nel corso del semestre.

	Parti correlate							Società collegate e a controllo congiunto			Totale generale		VACA di	Incidenza %	
Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Terna	GSE	Poste Italiane	Altre	Totale	3 Sun	Hydro Dolomiti Enel	GNL Chile	Società minori	Totale			
Rapporti Patrimoniali															
Crediti commerciali	3	351	515	19	5	139	1.032	2	8	17	20	47	1.079	11.629	9,3%
Attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	10	10	8.375	0,1%
Altre attività correnti	2	9	52	116	-	4	183	-	48	-	19	67	250	3.267	7,7%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	2	2	-	-	-	-	-	2	1.354	0,1%
Debiti commerciali	685	326	470	1.061	78	182	2.802	3	32	63	25	123	2.925	10.391	28,1%
Altre Passività correnti	-	-	18	-	-	-	18	-	-	-	-	-	18	10.343	0,2%
Rapporti Economici															
Ricavi delle vendite	-	1.550	552	56	-	537	2.695	7	1	-	15	23	2.718	34.963	7,8%
Altri ricavi e proventi	-	11	21	184	-	39	255	-	2	-	-	2	257	1.138	22,6%
Materie prime e materiali di consumo	2.134	814	57	2	-	383	3.390	14	32	87	-	133	3.523	18.155	19,4%
Servizi	-	69	931	1	58	61	1.120	-	-	25	18	43	1.163	7.379	15,8%
Altri costi operativi	1	1	6	-	-	46	54	-	-	-	-	-	54	1.161	4,7%
Proventi/Oneri netti da gestione commodity	12	-	37	-	-	-	49	-	-	-	-	_	49	6	_
Proventi Finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	11	11	1.219	0,9%
Oneri Finanziari	-	-	-	-	-	_	-	-	-	-	14	14	14	2.895	0,5%

26. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro			
	al 30.06.2014	al 31.12.2013	Variazione
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	4.050	5.685	(1.635)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	48.817	42.181	6.636
- acquisti di combustibili	72.404	55.789	16.615
- forniture varie	1.794	2.176	(382)
- appalti	2.037	2.001	36
- altre tipologie	2.444	2.696	(252)
Totale	127.496	104.843	22.653
TOTALE IMPEGNI E GARANZIE	131.546	110.528	21.018

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 giugno 2014 a 48.817 milioni di euro di cui 23.160 milioni di euro relativi al periodo 1º luglio 2014-2018, 8.915 milioni di euro relativi al periodo 2019-2023, 4.572 milioni di euro al periodo 2024-2028 e i rimanenti 12.170 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri 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 giugno 2014 a 72.404 milioni di euro di cui 33.658 milioni di euro relativi al periodo 1º luglio 2014-2018, 22.328 milioni di euro relativi al periodo 2019-2023, 11.623 milioni di euro al periodo 2024-2028 e i rimanenti 4.795 milioni di euro con scadenza successiva.

27. 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 della Corte d'Appello di Venezia che ha previsto la condanna degli imputati, in solido con Enel/Enel Produzione, a risarcire ai predetti privati una somma complessiva di 312.500 euro, oltre 55.000 euro per spese legali. Quanto al Ministero, la propria 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 di Rovigo 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 provvisionale quantificata complessivamente in 410.000 euro ed al pagamento delle spese processuali in favore delle parti civili rimaste costituite. Attualmente si è in attesa del deposito della motivazione, originariamente previsto entro 90 giorni dalla sentenza, termine ora posticipato di altri 90 giorni.

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 ed il Comune di Brindisi, per il pagamento di una somma complessiva di circa 1,4 miliardi di euro. È attualmente in corso il dibattimento, ove si stanno tenendo le udienze per l'esame dei testi e consulenti tecnici.

Contenzioso BEG

La Corte Europea dei Diritti dell'Uomo (CEDU) alla quale Enelpower SpA 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.

Inoltre, Albania BEG Ambient Shpk ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al tribunale dello stato di New York per ottenere il riconoscimento nello stato di New York della sentenza albanese. Enel SpA ed Enelpower SpA, svolgendo le proprie difese, contestano sotto ogni profilo la fondatezza delle domande avversarie, attivando 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.

Nel mese di giugno 2014 Albania BEG Ambient Shpk ha annunciato l'avvio di un procedimento dinanzi ai tribunali olandesi al fine di chiedere il riconoscimento della sentenza albanese in Olanda. Nelle more Albania BEG Ambient Shpk ha ottenuto dal Tribunale dell'Aja un provvedimento cautelare *inaudita altera parte* con il sequestro conservativo di somme fino a 440 milioni di euro presso alcune entità ed 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 ed in data 1º 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, nelle more del procedimento di *exequatur*, la cancellazione delle misure cautelari concesse previo rilascio di una garanzia bancaria (da escutere solo in caso di sentenza esecutiva di riconoscimento della decisione albanese) per il valore di 25 milioni di euro da parte di Enel ed Enelpower. In data 3 luglio 2014 Albania BEG Ambient Shpk ha cercato di ottenere una nuova misura cautelare *inaudita altera parte* ma la Corte ha deciso di respingere tale richiesta e di fissare un'udienza per la comparizione delle parti. Ad oggi Albania BEG Ambient Shpk non ha ancora avviato il procedimento di merito.

Albania BEG Ambient Shpk ha inoltre avviato la procedura per l'*exequatur* della sentenza del Tribunale di Tirana in Lussemburgo e il procedimento si trova nelle fasi iniziali.

Contenzioso Josel - Spagna

La pronuncia dell'Audiencia Provincial de Palma de Mallorca è stata impugnata in data 19 marzo 2012 da Josel davanti al Tribunal Supremo. Tale ultimo ricorso è stato accolto con decisione notificata in data 16 luglio 2014. Sono in corso di valutazione le conseguenze della decisione in considerazione del

fatto che l'immobile oggetto del contenzioso è oggi di proprietà di un soggetto diverso, il Comune di Palma de Mallorca.

Contenzioso Cien - Brasile

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.

Centrale Bocamina - Cile

In relazione alla centrale di Bocamina sono sorte alcune tematiche di natura ambientale. Alcune di queste sono relative alla presentazione da parte di vari oppositori (tra cui pescatori) di sei "Recursos de Protección" contro il funzionamento della centrale. Con riferimento al secondo di tali ricorsi, nel mese di dicembre 2013, la Corte d'Appello aveva concesso la misura cautelare richiesta dagli istanti, ordinando di fermare il 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 sarà revocata quando la sentenza stessa sia 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.

Arbitrato LaGeo

Da notizie di stampa si è venuti a conoscenza della presentazione alla Sala Administrativa della Corte Suprema di El Salvador di una domanda di nullità del patto parasociale, notificata alla sola CEL. Enel Green Power (EGP) 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 ed 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 ad EGP affinché le misure possano esser valide nei suoi confronti.

Il Tribunale di rinvio, investito del relativo giudizio su richiesta del Procuratore generale della Repubblica , ha – ad avviso di EGP – ecceduto i limiti assegnati dal giudice di appello adottando il provvedimento cautelare –anticipato attraverso la stampa locale - senza chiamare EGP a giudizio e ammettendo un sequestro nei confronti di Enel Green Power El Salvador e di EGP per un controvalore di circa 687 milioni di euro ciascuno. Tale decisione è stata assunta senza permettere ad EGP 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. EGP, attesa l'illegittimità di questi nuovi provvedimenti e la chiara strategia delle autorità del Paese contro i propri investimenti, ha chiesto al Tribunale arbitrale dell'ISCID- nell'ambito del giudizio già avviato a settembre del 2013 – di adottare una misura cautelare di sospensione della giurisdizione salvadoregna sul caso.

Contenziosi fiscali in Brasile

Gli Stati di Río 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 giugno 2014 è di circa 52 milioni di euro.

A tal riguardo, si annota che il 30 giugno 2014 la società Companhia Energética do Ceará ha ricevuto un nuovo atto impositivo, per circa 8 milioni di euro. relativo all'anno 2009. La società è intenzionata a ricorrere contro tale atto.

28. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Accordo di capital contribution per due impianti eolici negli Stati Uniti

In data 8 luglio 2014, Enel Green Power North America (EGP-NA) 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 ed 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 ad EGP è pari a 95 milioni di euro.

L'accordo comprende anche l'impegno da parte della stessa EGP ad acquisire la partecipazione 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. Una volta formalizzata l'acquisizione della partecipazione, EGP deterrà il 100% del capitale sociale di Enel Green Power & Sharp Solar Energy.

Successivamente, 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; tale accordo comporta la liberazione di STMicroelectronics da ogni impegno nei riguardi della joint-venture o di EGP.

L'operazione, che permetterà ad EGP di detenere il 100% di 3Sun, diventerà efficace a seguito dell'ottenimento dell'approvazione delle banche finanziatrici e delle autorità competenti, ove necessario.

Progetto di riassetto delle attività del Gruppo Enel in Spagna e America Latina

In data 30 luglio 2014, Il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato il progetto di riassetto delle attività del Gruppo in Spagna e America Latina, il quale prevede, tra l'altro, la distribuzione di un dividendo straordinario da parte di Endesa.

In particolare, la fase di riorganizzazione societaria prevede l'acquisto da parte di Enel Energy Europe, società detentrice del 92,06% del capitale di Endesa, della partecipazione del 60,62% detenuta da quest'ultima, sia in via diretta che indiretta, in Enersis, capofila delle attività del Gruppo in America Latina. Il corrispettivo di tale cessione sarà definito sulla base di procedure e metodologie internazionali di valutazione, avvalorate dal rilascio di apposite "fairness opinion" da parte di advisor indipendenti.

Unitamente all'operazione di cessione azionaria, sarà sottoposta all'approvazione dell'Assemblea degli azionisti di Endesa la proposta di distribuzione di un dividendo straordinario per cassa di ammontare almeno pari al corrispettivo dell'operazione, ed il cui pagamento sarà subordinato all'effettiva esecuzione della stessa.

Al fine di assicurare che il progetto risponda all'interesse sociale di Endesa sotto il profilo economicofinanziario, giuridico e strategico il Consiglio di Amministrazione di Endesa ha già provveduto a nominare al proprio interno un comitato composto esclusivamente da Amministratori indipendenti con il compito di garantire la tutela degli interessi della Endesa e suoi azionisti. Si prevede che il progetto di riassetto si concluda nel corso dell'ultimo trimestre del 2014, subordinatamente all'ottenimento dei nulla osta necessari per la relativa realizzazione nei termini sopra indicati. A completamento di tale operazione, Enel si riserva di valutare la possibilità di avviare, compatibilmente con le condizioni di mercato, altre operazioni sul mercato dei capitali al fine di valorizzare parte della sua partecipazione in Endesa aumentando la quota flottante.

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2014, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 5, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81-ter del Regolamento Consob 14 maggio 1999, n. 11971

- I sottoscritti Francesco Starace e Luigi Ferraris, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
- a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
- b. l'effettiva applicazione
 delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1º gennaio 2014 e il 30 giugno 2014.
- 2. Al riguardo si segnala che:
- a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "Internal Controls Integrated Framework" emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
- b. dalla valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.
- 3. Si attesta inoltre che:
 - 3.1 il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2014:
- a.è redatto in conformità ai princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti dalla Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
- b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;
- 3.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Roma, 30 luglio 2014

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Luigi Ferraris

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili

societari di Enel SpA

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2014

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 30 giugno 2014, a norma dell'art. 2359 cod. civ., nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione sociale, la sede legale, la nazione, il capitale sociale, la valuta, l'attività, il metodo di consolidamento, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante	I		ı						ог цррс
Enel SpA	Roma	Italia	9.403.357.795,00	EUR	Holding industriale	Holding			100,00%
Imprese e parteci									
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Black River Inc. Hydro	50,00%	68,29%
							Development Group Inc.		
3SUN Srl	Catania	Italia	35.205.984,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione, gestione di impianti di fabbricazione di pannelli solari	Equity	Enel Green Power SpA	33,33%	22,76%
Adams Solar PV Project Two (Pty) Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	-	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Adria Link Srl	Gorizia	Italia	500.000,00	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Equity	Enel Produzione SpA	33,33%	33,33%
Aes Distribuidores Salvadorenos Ltda de Cv	Colonia Escalon	El Salvador	200.000,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power El Salvador SA de Cv	20,00%	13,52%
Aes Distribuidores Salvadorenos y Compania S En C de Cv	Colonia Escalon	El Salvador	200.000,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power El Salvador SA de Cv	20,00%	13,52%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Agatos Green Power Trino	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	80,00%	27,32%
Agrupación Acefhat AIE	Barcellona	Spagna	793.340,00	EUR	Progettazione e servizi	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67%	15,35%
Aguas Santiago Poniente SA	Santiago	Cile	6.601.120.747,00	CLP	Servizi idrici	Integrale	Construccione s y Proyectos Los Maitenes SA Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	53,06% 25,82%	30,70%
Aguilon 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	39,68%
Almeyda Solar SpA	Santiago	Cile	1.736.965.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	68,23%
Almussafes Servicios Energéticos SL	Valencia	Spagna	3.010,00	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Alpe Adria Energia SpA	Udine	Italia	450.000,00	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Equity	Enel Produzione SpA	40,50%	40,50%
Altomonte Fv Srl	Cosenza	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.117.415,92	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	129.823,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Chilectra Inversud SA	21,38% 21,02%	51,14%
							Chilectra SA Endesa Brasil SA	10,34% 46,89%	

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Andorra Desarrollo SA	Teruel	Spagna	901.520,00	EUR	Sviluppo regionale	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Apamea 2000 SL	Madrid	Spagna	3.010,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846,33	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Aquenergy Systems Inc.	Greenville (South Carolina)	USA	10.500,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	68,29%
Aquilae Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	60.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Asociación Nuclear Ascó- Vandellós II AIE	Tarragona	Spagna	19.232.400,00	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Joint operation	Endesa Generación SA	85,41%	78,63%
Atacama Finance Co	Isole Cayman	Isole Cayman	6.300.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Gas Atacama SA	0,10%	33,89%
							Inversiones Gasatacama Holding Ltda	99,90%	
Atea Srl	La Spezia	Italia	10.001,00	EUR	Installazione di altre macchine ed apparecchiature industriali	Equity	Enel Servizi Srl	0,01%	0,01%
Athonet Smartgrid Srl	Bolzano	Italia	10.001,00	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Equity	Enel Servizi Srl	0,01%	0,01%
Aurora Distributed Solar	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Ayesa Advanced Technologies SA	Siviglia	Spagna	663.520,00	EUR	Servizi informatici	Equity	Endesa Servicios SL	22,00%	20,25%
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	4.900.100,00	CLP	Attività elettrica	Equity	Centrales Hidroeléctrica s de Aysén SA Empresa	99,00%	17,07%
							Nacional de Electricidad SA		
Aysèn Transmisiòn SA	Santiago	Cile	22.368.000,00	CLP	Produzione e vendita di energia elettrica	Equity	Centrales Hidroeléctrica s de Aysén SA Empresa	99,00%	17,07%
							Nacional de Electricidad SA		
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc. Sweetwater	10,00% 90,00%	68,29%
Description Falls	Dhile delete	LICA		1160	Dood wise of its assessing	Tutanuala	Hydroelectric Inc.		46,000/
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Beaver Valley Holdings Ltd	67,50%	46,09%
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	2,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	68,29%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	30,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	68,29%
Biowatt - Recursos Energéticos Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Marketing di progetti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Black River Hydro Assoc	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	51,22%
Blue Line Valea Nucarilor Srl	Bucarest	Romania	400.000.600,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Boiro Energia SA	Boiro	Spagna	601.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Bolonia Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.008,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Boott Hydropower Inc.	100,00%	68,29%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	68,29%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	68,29%
Bosmat SA	Oficina 1508	Uruguay	400.000,00	UYU	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	32,00%	68,29%
							Chi Idaho Inc.	68,00%	
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Fulcrum Inc. Bp Hydro	24,08% 75,92%	68,29%
Braila Power SA	Sat Chiscani, Comuna Chiscani	Romania	1.900.000,00	RON	Produzione di energia elettrica	Equity	Associates Enel Investment Holding BV	29,93%	29,93%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	51,22%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Lombardy East	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Bypass Limited	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Northwest Hydro Inc.	69,35%	68,29%
							Chi West Inc. El Dorado	29,65% 1,00%	
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte	Integrale	Hydro Chi West Inc.	100,00%	68,29%
CalBatt Srl	Rende (CS)	Italia	10.001,00	EUR	rinnovabile Progettazione, ricerca e	Equity	Enel Servizi	0,01%	0,01%
Calizas Elycar SL	Huesca	Spagna	1.803.000,00	EUR	sviluppo Impianti di produzione a ciclo combinato	Equity	Srl Enel Green Power España SL	25,00%	19,45%
Camposgen - Energia Lda	Oeiras	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Pp - Co- Geração SA	20,00%	77,80%
					mnovable		TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	80,00%	
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Essex Company	100,00%	68,29%
Caney River Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	68,29%
Carboex SA	Madrid	Spagna	24.040.480,00	EUR	Fornitura di combustibili	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del
Carbopego - Abastecimientos E Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Fornitura di combustibili	Equity	Endesa Generación Portugal SA	0,01%	Gruppo 46,03%
							Endesa Generación SA	49,99%	
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary (Alberta)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Hydroelectric Company Inc.	99,90%	68,29%
							Enel Alberta Wind Inc.		
Cefeidas Desarrollo Solar SL	Puerto del Rosario	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	289.340.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	99,75%	46,50%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	35.595.178.229,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Inversora Dock Sud SA	69,99%	22,32%
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	12.284.740.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	75,00%	25,74%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	151.940.000,00	BRL	Impianti di generazione	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	46,62%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210,00	EUR	termoelettrici Gestione di impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	33,30%	25,91%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	595.000,00	EUR	Gestione di impianti termici	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione di impianti elettrici	Equity	Endesa Costanera SA	1,30%	9,02%
							Central Dock Sud SA	6,40%	
							Hidroeléctrica El Chocón SA	33,20%	
Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	Santiago	Cile	158.975.665.182,0 0	CLP	Progettazione	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	51,00%	17,07%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	-	EUR	Gestione di impianti nucleari	Equity	Endesa Generación SA	23,57% 0,69%	22,02%
Centrum Pre Vedu a Vyskum Sro	Kalná nad Hronom Mochovce 6	Slovacchia	6.639,00	EUR	Attività di ricerca e sviluppo nel settore scientifico e dell'ingegneria	Integrale	Nuclenor SA Slovenskè elektrárne AS	100,00%	66,00%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Italia	8.550.000,00	EUR	Ricerche, servizi di prova e collaudo	Equity	Enel SpA	42,70%	42,70%
Chepei Desarollo Solar L	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	223.727.429,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	68,29%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi S F LP	Montreal (Quebec)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc. Enel Alberta	99,00%	68,29%
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte	Integrale	Wind Inc. Enel Green Power North	100,00%	68,29%
Chilectra	Santiago	Cile	569.020.000,00	USD	rinnovabile Holding di partecipazioni	Integrale	America Inc. Chilectra SA	100,00%	55,30%
Inversud SA Chilectra SA	Santiago	Cile	36.792.868.194,00	CLP	Holding di partecipazioni. Distribuzione di eneergia elettrica	Integrale	Enersis SA Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	99,08%	55,30%
Chinango SAC	Lima	Perù	294.249.298,00	PEN	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	Integrale	Edegel SA	80,00%	16,73%
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	75,00%	51,22%
Chladiace Veze Bohunice Spol Sro	Bohunice	Slovacchia	16.598,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Equity	Slovenskè elektrárne AS	35,00%	23,10%
Codensa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	13.209.330.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	39,13% 9,35%	27,01%
Cogeneración El Salto SL	Saragozza	Spagna	36.060,73	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	20,00%	15,56%
Cogeneración Lipsa SL	Barcellona	Spagna	720.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	20,00%	15,56%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	19.622.000,00	EUR	Costruzione di infrastrutture portuali	Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética do Ceará SA	Fortaleza	Brasile	442.950.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Endesa Brasil SA	15,18% 58,87%	35,92%
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	73,91%
Companhia Térmica Oliveira Ferreira ACE (in liquidazione)	Riba de Ave	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	73,91%
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	S. Paio de Oleiros	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Pp - Co- Geração SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	49,00% 51,00%	77,80%
Compañía de Interconexión Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	285.050.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	46,62%
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Buenos Aires	Argentina	14.175.999,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Compañía de Interconexió n Energética SA	100,00%	46,62%
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	331.815.034.140,0	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Empresa Nacional de Electricidad SA	3,78% 96,21%	34,32%
Compañía Energética Veracruz SAC	Lima	Perù	2.886.000,00	PEN	Hydroelectric Project	Integrale	Generalima SA	100,00%	55,81%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	35,63%	27,72%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Compañía Transportista de Gas de Canarias SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	800.003,00	EUR	Trasporto di gas naturale	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	47,18%	43,43%
Compostilla Re	Lussemburgo	Lussemburgo	12.000.000,00	EUR	Riassicurazione	Integrale	Enel	100,00%	96,03%
SA Concert Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Certificazione di prodotti, attrezzature ed impianti	Integrale	Insurance NV Enel Ingegneria e Ricerca SpA	49,00%	100,00%
							Enel Produzione SpA	51,00%	
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	USA	110.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	130,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc. Gauley River	95,00% 5,00%	68,29%
Consolidated	Wilmington	USA	550.000,00	USD	Produzione di energia	Integrale	Power Partners LP Enel Green	81,82%	55,87%
Pumped Storage Inc.	(Delaware)		·	CLP	elettrica da fonte rinnovabile		Power North America Inc.	ŕ	
Consorcio Ara- Ingendesa Ltda	Santiago	Cile	1.000.000,00		Progettazione e servizi di consulenza	Equity	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	50,00%	17,16%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	200.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Construcciones y Proyectos Los Maitenes SA	Santiago	Cile	41.742.265.201,00	CLP	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	55,00%	30,69%
Copenhagen Associates	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc. Hydro Development	50,00%	68,29%
Corporación Eólica de	Saragozza	Spagna	1.021.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte	Equity	Group Inc. Enel Green Power	25,00%	19,45%
Saragozza SL Courtenay Wind Farm LLC	Bismarck (North Dakota)	USA	-	USD	rinnovabile Holding	Integrale	España SL Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
De Rock'l Srl	Bucarest	Romania	5.629.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Depuracion Destilacion Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Desarollo Photosolar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Desarrollo de Fuerzas Renovables Srl de Cv	Città del Messico	Messico	1.144.857,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv Enel Green	99,99%	68,29%
Diego de	Santiago	Cile	351.604.338,00	CLP	Produzione	Integrale	Power México Srl de Cv Empresa	100,00%	68,23%
Almagro Matriz SpA	Juniuago	Cile	331.004.330,00	CL	di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Electrica Panguipulli SA	100,0070	00,23 /0
Dioflash (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Diseño de Sistemas en silicio SA (In liquidazione- Amministrazione in Concordato)	Valencia	Spagna	578.000,00	EUR	Sistemi fotovoltaici	-	Endesa Servicios SL	14,39%	13,25%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	Spagna	108.240,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL Endesa Red	45,00% 55,00%	92,06%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	Bogotá DC	Colombia	1.000.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	SA Codensa SA ESP	49,00%	13,23%
Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SA	Tenerife	Spagna	12.621.210,00	EUR	Acquisto, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	Argentina	497.610.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Chilectra SA Empresa Nacional de Electricidad SA	27,19% 23,42% 0,89%	28,42%
Dominica Energía Limpia Srl de Cv	Colonia Guadalupe Inn	Messico	5.339.650,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power México Srl de Cv	0,04% 99,96%	68,29%
Edegel SA	Lima	Perù	2.064.301.735,00	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Generandes Perú SA Empresa Nacional de Electricidad SA	54,20% 29,40%	20,91%
Eed - Empreendimento s Eólicos do Douro SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Eevm - Empreendimento s Eólicos Vale do Minho SA	Porto	Portogallo	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Eol Verde Energia Eólica SA	50,00%	29,17%
EGP BioEnergy Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	68,29%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	1.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	68,29%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Northwest Hydro Inc. Chi West Inc.	17,50% 82,50%	68,29%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	890.690,40	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel SpA Endesa Generación	4,32% 40,99%	42,06%
Elcomex Eol Srl	Cernavoda	Romania	801.000.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Elcomex Solar Energy Srl	Costanza	Romania	4.590.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	45,99%
Electra Capital (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	755.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Electrica Cabo Blanco SA	Lima	Perù	46.508.170,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Generalima SA	80,00% 20,00%	55,81%
Eléctrica de Jafre SA	Girona	Spagna	165.880,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Hidroeléctrica de Catalunya SL	47,46%	43,69%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	Spagna	1.081.820,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00%	46,03%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	6.611.130,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	50,00%	46,03%
Electrogas SA	Santiago	Cile	61.832.327,00	USD	Holding di partecipazioni	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	42,50%	14,23%
Emgesa Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Trading di energia elettrica	Integrale	Emgesa SA ESP	100,00%	21,05%
Emgesa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	655.222.310.000,0 0	COP	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Empresa Nacional de Electricidad SA	21,61% 26,87%	21,05%
Emittente Titoli SpA	Milano	Italia	5.200.000,00	EUR	-	-	Enel SpA	10,00%	10,00%
Empreendimento Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%
Empreendimento s Eólicos Da Serra do Sicó SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	52,38%	40,75%
Empreendimento s Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	80,00%	62,24%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spagna	18.030.000,00	EUR	Attività mineraria	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	Lima	Perù	638.560.000,00	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	24,00%	42,16%
							Inversiones Distrilima SA	51,68%	
Empresa de Energía Cundinamarca SA ESP	Bogotá DC	Colombia	39.699.630.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarc a SA ESP	82,34%	10,90%
Empresa Distribuidora Sur SA	Buenos Aires	Argentina	898.590.000,00	ARS	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	22,24%	39,96%
							Distrilec Inversora SA	56,36%	

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	82.222.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Empresa Eléctrica de Piura SA	Lima	Perù	73.982.594,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Electrica Cabo Blanco SA Generalima	60,00% 36,50%	53,85%
Empresa Electrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	47.738.937,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power Chile	0,01% 99,99%	68,23%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	200.319.020,73	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	92,65%	31,01%
Empresa Nacional de Electricidad SA	Santiago	Cile	1.331.714.090.000, 00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	59,98%	33,47%
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	12.647.752.517,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	51,00%	34,80%
Empresa Propietaria de La Red SA	Panama	Repubblica di Panama	58.500.000,00	USD	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	-	Endesa Latinoameric a SA	11,11%	10,23%
En-Brasil Comercio E Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Attività elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA Central Geradora Termelétrica	99,99%	46,62%
Endesa Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Fortaleza SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,34%	33,48%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,66%	
Endesa Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.028.760.000,00	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Chilectra Inversud SA Chilectra SA Edegel SA Empresa Nacional de Electricidad	50,09% 5,94% 5,33% 4,00% 34,64%	46,62%
Endesa Capital	Wilmington	USA	100,00	USD	Finanziaria	Integrale	SA International	100,00%	92,06%
Finance LLC Endesa Capital	(Delaware) Madrid	Spagna	60.200,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa BV Endesa SA	100,00%	92,06%
SA Endesa Cemsa SA	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Endesa Argentina SA Enersis SA	45,00% 55,00%	45,76%
Endesa Comercialização de Energia SA	Oporto	Portogallo	250.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701.988.378,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Argentina SA Empresa Nacional de Electricidad SA Southern Cone Power Argentina SA	49,68% 24,85% 1,15%	25,33%
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcellona	Spagna	1.204.540.060,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	12.981.860,00	EUR	Marketing di prodotti energetici	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Energía XXI SL	Madrid	Spagna	2.000.000,00	EUR	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	462.100.301.000,0 0	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Gas SAU	Saragozza	Spagna	45.261.350,00	EUR	Produzione, trasmissione	Integrale	Endesa Red	100,00%	92,06%
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	63.107,00	EUR	e distribuzione di gas Produzione di energia elettrica	Integrale	SA Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Generacion Nuclear	Siviglia	Spagna	60.000,00	EUR	Subholding di partecipazioni nel sttore nucleare	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación Portugal SA	Paço de Arcos	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Energías de Aragón II SL	0,20%	91,97%
							Endesa Energía SA Endesa Generación SA	0,20% 99,20%	
							Enel Green Power España SL	0,20%	
							Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	0,20%	
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	1.945.329.830,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000,00	EUR	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Latinoamerica SA	Madrid	Spagna	796.683.058,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Barcellona	Spagna	10.138.580,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	2,00	GBP	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Red SA	Barcellona	Spagna	714.985.850,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa SA	Madrid	Spagna	1.270.502.540,40	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	89.999.790,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Enel Albania Shpk (in liquidazione)	Tirana	Albania	73.230.000,00	ALL	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti. Produzione e trading di energia elettrica	-	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary (Alberta)	Canada	16.251.021,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	68,29%
Enel Atlantic Canada LP	St. John (Newfoundland)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Newind Group Inc.	0,10%	68,29%
							Chi Hydroelectric Company Inc.	82,05%	
En al Directi	Die de 3-	B 2	1 (21 724 (77 52	P.D.	Halding diversity	T ·	Enel Green Power Canada Inc.	17,85%	(0.200)
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.631.724.677,53	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	68,29%
Engl Cove Fort II	Wiles	LICA	_	1100	Drodusione di sussi	Turk	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	68,29%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	08,29%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	100,00%	68,29%
Enel Distributie Banat SA	Timisoara	Romania	382.158.580,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Dobrogea SA	Costanza	Romania	280.285.560,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Muntenia SA	Bucarest	Romania	271.635.250,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Distribuzione SpA	Roma	Italia	2.600.000.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039,00	EUR	Vendita di gas e di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	Romania	37.004.350,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	140.000.000,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Energy Europe SL	Madrid	Spagna	500.000.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Esn Energo LLC	San Pietroburgo	Federazione Russa	2.700.000,00	RUB	Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Esn Management BV	100,00%	75,00%
Enel Esn Management BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Produzione SpA	75,00%	75,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Olanda	1.478.810.370,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	50,06%	34,18%
Enel France Sas	Parigi	Francia	34.937.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Gas Rus LLC	Mosca	Federazione Russa	350.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Essex Company	100,00%	68,29%
Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione gestione di impianti fotovoltaici (holding)	Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	34,14%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35.231.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
ENEL GREEN POWER CABEÇA de BOI SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.017.956,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	85.681.857,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Green Power Canaro Srl	Roma	Italia	10.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	Cile	15.649.360.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Hydromac	99,99%	68,23%
Enel Green Power Colombia	Bogotá DC	Colombia	10.000,00	СОР	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energy BV Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Costa Rica	San Josè	Costa Rica	27.500.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Cristal Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	104.833.130,71	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvim ento Ltda	1,00%	68,29%
	_						Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Cutro Srl	Cutro	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eolico Serra Azul Ltda Enel Brasil	1,00% 99,00%	68,29%
							Participações Ltda	ŕ	
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	13.900.297,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Partecipazion i Speciali Srl	100,00%	68,29%
Enel Green Power Ecuador SA	Quito	Ecuador	26.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	68,29%
							Enel Green Power Latin America Ltda	1,00%	
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	3.071.090,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	67,61%
Enel Green Power Emiliana Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	120.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,29%
							Parque Eolico Curva dos Ventos Ltda	1,00%	
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Endesa	60,00% 40,00%	77,80%
ENEL COFFN	Die de Janeire	Dynaila	1 000 000 00	DDI	Duad wise a di angusia	Tutoquala	Generación SA	·	69.200/
ENEL GREEN POWER ESPERANÇA EÓLICA SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimen to Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Fazenda SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.834.623,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power Finale Emilia Srl	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	70,00%	47,80%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power France Sas	Lione	Francia	98.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Granadilla SL	Tenerife	Spagna	3.012,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,00%	50,57%
Enel Green Power Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Holding Company	Integrale	Enel Green Power International BV	98,00%	68,29%
							Enel Green Power Latin America Ltda	2,00%	
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	7.687.850,00	EUR	Holding di partecipazioni, Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	244.532.298,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Joana Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	120.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eolico	99,00%	68,29%
Enal Crean	Continue	Cile	20 720 470 00	CLD	Halding di pautaginariani	Tutoquala	Curva dos Ventos Ltda		69.220/
Enel Green Power Latin America Ltda	Santiago	Cile	30.728.470,00	CLP	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	0,01%	68,23%
ENEL GREEN	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia	Integrale	Hydromac Energy BV Parque Eolico	99,90%	68,29%
POWER MANIÇOBA EÓLICA SA					elettrica da fonte rinnovabile		Serra Azul Ltda Enel Brasil	99,00%	·
							Participações Ltda	·	
Enel Green Power México Srl de Cv	Città del Messico	Messico	308.628.665,00	MXN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green	99,99%	68,29%
Enel Green	Rio de Janeiro	Brasile	125.000.000,00	BRL	Produzione di energia	Integrale	Power Latin America Ltda Endesa Brasil	1,00%	68,07%
Power Modelo I Eolica SA	rao de saneiro	Brasile	123.000.000,00	BRE	elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	SA Enel Brasil	99,00%	00,0770
							Participações Ltda		
Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.250.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Brasil SA	1,00%	68,07%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power North America Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	50,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Pau Ferro Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eolico Fontes dos Ventos Ltda	1,00%	68,28%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
ENEL GREEN POWER PEDRA do GERÔNIMO EÓLICA SA	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eolico Fontes dos Ventos Ltda	1,00%	68,28%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Perù SA	Lima	Perù	1.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,90%	68,23%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Enel Green Power Primavera Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	140.000.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvim ento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Romania Srl	Sat Rusu de Sus Nuseni	Romania	2.430.628.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Enel Green Power Salto Apiacàs SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	14.412.120,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eolico Serra Azul Ltda Enel Brasil	1,00% 99,00%	68,29%
Fnal Cross	Dames	Thelie	10,000,00	FUD	Duad uriana di anauria	Totagonla	Participações Ltda	90,000/	E4.620/
Enel Green Power San Gillio Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	80,00%	54,63%
Enel Green Power SAO Judas Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	100.000.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvim ento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power South Africa	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	1.000.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte	Integrale	Enel SpA	68,29%	68,29%
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	250.000,00	EUR	rinnovabile Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
ENEL GREEN POWER TACAICÓ EÓLICA SA	Rio de Janeiro	Brasile	80.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eolico Fontes dos Ventos Ltda	1,00%	68,28%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	10.154.658,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	Italia	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Roma	Italia	30.000.000,00	EUR	Studio, progettazione, realizzazione, manutenzione di opere di ingegneria	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	Olanda	60.000,00	EUR	Holding nel settore delle assicurazioni	Integrale	Enel Investment Holding BV	50,00%	96,03%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	1.593.050.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA Enel SpA	50,00% 100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Lease Eurl	Lione	Francia	500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel France Sas	100,00%	100,00%
Enel Longanesi Developments Srl	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel M@P Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	Integrale	Enel Distribuzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel OGK-5 OJSC	Ekaterinburg	Federazione Russa	35.371.898.370,00	RUB	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	56,43%	56,43%
Enel Productie Srl	Bucarest	Romania	20.210.200,00	RON	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	1.800.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Romania Srl	Judetul Ilfov	Romania	200.000,00	RON	Prestazione di servizi alle imprese	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Distributie Banat SA	50,00%	51,00%
							Enel Distributie Dobrogea SA	50,00%	
Enel Servizi Srl	Roma	Italia	50.000.000,00	EUR	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliari e servizi alle imprese	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Sole Srl	Roma	Italia	4.600.000,00	EUR	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
ENEL SOLUÇÕES ENERGÉTICAS LTDA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	5.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eolico Fontes dos Ventos Ltda Enel Brasil	0,01% 99,99%	68,29%
Enel Stillwater	Wilmington	USA	-	USD	Produzione di energia	Integrale	Participações Ltda Enel	100,00%	68,29%
LLC Enel Stoccaggi	(Delaware)	Italia	3.030.000,00	EUR	elettrica da fonte rinnovabile Costruzione e gestione di	-	Geothermal LLC Enel Trade	100,00%	100,00%
Srl (in liquidazione)			0.030،000,000		campi di stoccaggio, stoccaggio di gas naturale		SpA	·	
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	68,29%
Enel Trade d.o.o.	Zagabria	Croazia	2.240.000,00	HRK	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Romania Srl	Bucarest	Romania	21.250.000,00	RON	Sourcing e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Serbia d.o.o.	Belgrado	Serbia	300.000,00	EUR	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade SpA	Roma	Italia	90.885.000,00	EUR	Trading e logistica dei combustibili - Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	12.500.000,00	EUR	Factoring	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Newhydro Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.si Srl	Roma	Italia	5.000.000,00	EUR	Impiantistica e servizi energetici	Integrale	Enel Energia SpA	100,00%	100,00%
Enelco SA	Atene	Grecia	60.108,80	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	Arabia Saudita	5.000.000,00	SAR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.242.000,00	BRL	Ingegneria nel settore elettrico	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Brasil Participações	0,01% 99,99%	68,29%
Francisco CrA	Milano	Italia	2,000,000,00	EUR	To a consulta a contra minui	Totografia	Ltda	100,00%	100,00%
Enelpower SpA Eneop-Eólicas de Portugal SA	Paço de Arcos	Portogallo	2.000.000,00	EUR	Ingegneria e costruzioni Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale Equity	Finer SpA Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	17,98%	27,98%
	Posts	Doubs calls	240,400,00	ELID	Consequencia	Toba sure la	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	17,98%	77.000/
Enercampo - Produçao de Energia Lda	Porto	Portogallo	249.400,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Enercor - Produção de Energia ACE	Montijo	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Pp - Co- Geração SA	30,00%	77,80%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	70,00%	
Energética de Rosselló AIE	Barcellona	Spagna	3.606.060,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	27,00%	21,01%
Energex Co	Isole Cayman	Isole Cayman	10.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Equity	Gas Atacama Chile SA	100,00%	33,88%
Energía de La Loma SA	Jean	Spagna	4.450.000,00	EUR	Bio-masse	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Energia Global de Mexico (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	Messico	50.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	67,61%
Energia Global Operaciones SA	San Josè	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	100,00%	68,29%
Energia Marina SpA	Santiago	Cile	2.404.240.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Chile Ltda	25,00%	17,06%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Energia Nueva de Iggu Srl de CV	Città del Messico	Messico	14.721.575,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv Enel Green	0,01% 99,90%	68,23%
							Power México Srl de Cv		
Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green	99,96%	68,29%
							Power Guatemala SA	0,0470	
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	Spagna	3.200.000,00	EUR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Energías de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	18.500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Energías de Graus SL	Barcellona	Spagna	1.298.160,00	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	51,87%
Energías de La Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	279.500,00	EUR	Bio-masse	Integrale	Enel Green Power España SL	68,42%	53,23%
Energias Especiales de Careon SA	La Coruña	Spagna	270.450,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	77,00%	59,90%
Energias Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	963.300,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	62,24%
Energias Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	1.722.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Energias Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	1.635.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Energias Renovables La Mata SAPI de CV	Città del Messico	Messico	656.615.400,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energia Nueva de Iggu Srl de CV Enel Green Power México	0,01% 99,99%	68,29%
Energie	Tangeri	Marocco	750.400.000,00	MAD	Impianti di produzione	Equity	Srl de Cv Endesa	32,00%	29,46%
Electrique de Tahaddart SA			,		a ciclo combinato	Equity	Generación SA Slovenskè		·
Energosluzby AS (In liquidazione) Energotel AS	Trnava Bratislava	Slovacchia Slovacchia	33.194,00	EUR	Prestazione di servizi alle imprese Gestione della rete	Equity	elektrárne AS Slovenskè	20,00%	13,20%
ENergy Hydro	Soverzene	Italia	800.000,00	EUR	in fibra ottica Acquisto e vendita	Integrale	elektrárne AS Enel	51,00%	51,00%
Piave Srl	30Verzene			LOK	di energia elettrica	Tritegrale	Produzione SpA	·	•
Enerlasa SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	1.021.700,58	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	45,00%	35,01%
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	40,97%
Enersis SA	Santiago	Cile	5.669.280,72	CLP	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Latinoameric a SA	40,32%	55,81%
Enexon Hellas SA	Maroussi	Grecia	18.771.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa SA Enel Green Power Hellas SA	20,30% 88,80%	60,64%
Eol Verde Energia Eólica SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Trattamento e distribuzione delle acque	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	75,00%	58,35%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Eolcinf - Produçao de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%
Eolflor - Produçao de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100,00	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	39,68%
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	90.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Eólica Fazenda Nova - Generaçao E Comercializaçao de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	1.839.000,00	BRL	Impianti eolici	Integrale	Endesa Brasil SA	99,95%	46,59%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	Spagna	5.559.340,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	50,50%	39,29%
Eólica Zopiloapan SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	1.877.201.538,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv Enel Green Power	56,98% 39,50%	65,88%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Partecipazion i Speciali Srl Enel Green Power España SL	80,00%	62,24%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	216.360,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte	Integrale	Enel Green Power España SL	55,00%	42,79%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura (Las Palmas)	Spagna	-	EUR	rinnovabile Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	480.930,00	ARS	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.758.000,00	EUR	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	420.708,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	46,68%
Eolverde - SGPS SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	75,00%	58,35%
Erecosalz SL	Saragozza	Spagna	18.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	33,00%	25,67%
Erfei AIE (in liquidazione)	Tarragona	Spagna	720.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	42,00%	32,67%
Essex Company	Boston (Massachusetts)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	3.505.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	70,00%	54,46%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spagna	3.230.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	73,60%	57,26%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	Spagna	5.488.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,00%	50,57%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	Spagna	8.046.800,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	70,02%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	Spagna	4.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	70,02%
Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	Porto	Portogallo	750.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Fotovoltaica Insular SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	USA	1.002,50	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Futuresolar Srl	Bucarest	Romania	30.100.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	185.025.186,00	USD	Produzione di energia elettrica	Equity	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,05%	33,88%
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	291.484.088,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Gas Atacama SA Inversiones	99,90%	33,89%
	Palma de				J , ,		Gasatacama Holding Ltda	100,00%	
Gas y Electricidad Generación SAU	Mallorca	Spagna	213.775.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	,	92,06%
Gasificadora Regional Canaria SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.000,00	EUR	Distribuzione di gas	Integrale	Endesa Gas SAU	72,00%	92,04%
							Endesa Generación Portugal SA	28,00%	
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124,00	USD	Trasporto di gas naturale	Equity	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,03%	33,88%
							Energex Co Gas Atacama	42,71% 57,23%	
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Equity	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	33,88%
Argentina Gasoducto Taltal SA	Santiago	Cile	18.638,52	CLP	Trasporto di gas naturale	Equity	Gas Atacama Chile SA Gasoducto Atacama	99,88%	33,88%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Argentina SA Essex Company	100,00%	68,29%
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Gauley River Power Partners LP	Willison (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Gauley River Management Corporation	100,00%	68,29%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power	99,00%	68,29%
							Guatemala SA		

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	68,29%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	
Generalima SA	Lima	Perù	146.534.335,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA	100,00%	55,81%
Generandes Perú SA	Lima	Perù	853.429.020,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	61,00%	20,42%
Geotermica del Norte SA	Santiago	Cile	64.779.811.451,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	51,00%	34,80%
Geotermica Nicaraguense SA	Managua	Nicaragua	63.161.750,00	NIO	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
Geronimo Huron Wind Farm LLC	Michigan	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGP Geronimo Holding Company Inc.	49,20%	33,60%
Gibson Bay Wind Farm (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Gnl Chile SA	Santiago	Cile	3.026.160,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	33,33%	11,16%
Gnl Norte SA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Generazione di energia elettrica	Equity	Gas Atacama Chile SA Gasoducto	50,00% 50,00%	33,88%
Gnl Quintero SA	Santiago	Cile	114.057.353,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Taltal SA Empresa Nacional de Electricidad SA	20,00%	6,69%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Gorona del Viento El Hierro SA	Valverde de El Hierro	Spagna	23.936.710,00	EUR	Sviluppo e manutenzione del impianto di produzione El Hierro	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	30,00%	27,62%
Green Fuel Corporacion SA	Madrid	Spagna	1.717.049,55	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	24,24%	18,86%
GreenLab Engineering Srl	Mentana (RM)	Italia	14.001,00	EUR	progettazione e ricerca	Equity	Enel Servizi Srl	0,01%	0,01%
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Generación II SA	100,00%	92,06%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	Romania	675.400,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcellona	Spagna	126.210,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	Spagna	1.608.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	23,34%
Hidroeléctrica El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298.584.050,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Argentina SA	6,19%	21,88%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	2,48%	
							Hidroinvest SA	59,00%	

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Hidroelectricidad del Pacifico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	30.891.536,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	68,28%
Hidroflamicell SL	Barcellona	Spagna	78.120,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	69,05%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	Argentina	55.312.093,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Argentina SA	54,15%	32,17%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	41,94%	
Hidromondego - Hidroelectrica do Mondego Lda	Lisbona	Portogallo	3.000,00	EUR	Attività nel settore idroelettrico	Integrale	Endesa Generación Portugal SA Endesa	10,00% 90,00%	92,05%
							Generación SA		
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de Cv	Colonia Escalon	El Salvador	404.930,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power El Salvador SA de Cv	20,00%	13,52%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	3.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	39,68%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Hydro Development Group Inc.	Albany (New York)	USA	12,25	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydro Dolomiti Enel Srl	Trento	Italia	3.000.000,00	EUR	Produzione, acquisto e vendita di energia elettrica	Equity	Enel Produzione SpA	49,00%	49,00%
Hydro Energies Corporation	Willison (Vermont)	USA	5.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydrogen Park- Marghera per l'idrogeno Scrl	Venezia	Italia	245.000,00	EUR	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	Integrale	Enel Produzione SpA	60,00%	60,00%
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
ICT Servicios Informáticos Ltda	Santiago	Cile	500.000.000,00	CLP	Servizi ICT	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	99,00% 1,00%	55,80%
I-EM Srl	Torino	Italia	10.001,00	EUR	Progettazione e sviluppo	Equity	Enel Servizi	0,01%	0,01%
IMA Engineering Solutions. Srl	Prahova	Romania	30.090.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Ingendesa do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	500.000,00	BRL	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	99,00%	34,31%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	1,00%	
Inkolan Informacion y Coordinacion de obras AIE	Bilbao	Spagna	84.140,00	EUR	Informazioni sulle infrastrutture di cui sono titolari le imprese associate alla Inkolan	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	14,29%	13,16%
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	Santiago	Cile	25.916.800.510,00	CLP	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enersis SA	100,00%	55,81%
International Endesa BV	Amsterdam	Olanda	15.428.520,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
International Eolian of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	436.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del
International Eolian of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	6.471.798,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	Gruppo 54,63%
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	514.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	423.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	465.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	509.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	447.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	224.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Multimedia University Srl	Roma	Italia	24.000,00	EUR	Formazione a distanza	-	Enel Servizi Srl	13,04%	13,04%
International Wind Parks of Achaia SA	Maroussi	Grecia	10.346.310,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perù	287.837.245,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	69,85% 30,15%	55,65%
Inversiones Gasatacama Holding Ltda	Santiago	Cile	333.520.000,00	USD	Trasporto di gas naturale	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	50,00%	33,89%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	50,00%	
Inversora Codensa Sas	Bogotá DC	Colombia	5.000.000,00	COP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	27,01%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	241.490.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA	57,14%	31,89%
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	61.474.475,77	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Kalenta SA	Maroussi	Grecia	2.367.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Kongul Energì Sanayi Ve Ticaret Anonim Irketi	Istanbul	Turchia	50.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	68,29%
Kromschroeder SA	Barcellona	Spagna	657.000,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Gas SAU	27,93%	25,71%
La Pereda Co2 AIE	Oviedo	Spagna	224.286,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
LaGeo SA de Cv	Ahuachapan	El Salvador	2.562.826.700,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power SpA	36,20%	24,72%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	7,50% 92,50%	68,29%
Lipetskenergosby t LLC (in	Lipetskaya Oblast	Federazione Russa	7.500,00	RUB	Vendita di energia elettrica	-	Company Rusenergosby t C LLC (in	75,00%	18,93%
liquidazione) Little Elk Wind	Oklahoma City	USA	-	USD	Holding	Integrale	liquidazione) Enel Kansas	100,00%	68,29%
Project LLC Littleville Power Company Inc.	(Oklahoma) Boston (Massachusetts)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	68,29%
Lower Saranac Corporation	New York (New York)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	68,29%
Lower Saranac Hydro Partners LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC Lower	99,00%	68,29%
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Saranac Corporation Enersis SA	0,10%	55,30%
					e combustibile		Chilectra SA	99,90%	
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
Management Buildings Company Srl	Craiova	Romania	30.014.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Marcinelle Energie SA	Charleroi	Belgio	110.061.500,00	EUR	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
Matrigenix (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	120,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	60.100,00	EUR	Studi ambientali	Equity	Nuclenor SA	50,00%	23,02%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de Cv	Città del Messico	Messico	181.728.701,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	68,28%
Midway Farms Wind Project LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Trade Wind Energy LLC	100,00%	68,29%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Minas de Estercuel SA	Madrid	Spagna	93.160,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Minas Gargallo SL	99,65%	91,66%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	150.000,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	99,91%	91,98%
Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE	Saragozza	Spagna	1.202.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	-	Enel Green Power España SL	15,00%	11,67%
Minicentrales del Canal Imperial- Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	36,50%	28,40%
Missisquoi Associates GP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Sheldon Springs Hydro Associates LP Sheldon	99,00%	68,29%
							Vermont Hydro Company Inc.		
Molinos de Viento del Arenal SA	San Josè	Costa Rica	9.709.200,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	49,00%	33,46%
Mustang Run Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	68,29%
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	99,00%	68,29%
		_					Sweetwater Hydroelectric Inc.	1,00%	
Newind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	578.192,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	68,29%
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	68,29%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Nuclenor SA	Burgos	Spagna	102.000.000,00	EUR	Impianto nucleare	Equity	Endesa Generación SA	50,00%	46,03%
Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4 SL	Madrid	Spagna	3.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Nueva Marina Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.200,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa SA	60,00%	55,24%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	54.410.000,00	EUR	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del GNL	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se AS	Mochovce	Slovacchia	33.193,92	EUR	Servizi di security	Integrale	Slovenskè elektrárne AS	100,00%	66,00%
Odell Wind Farm LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Oficina de Cambios de Suministrador SA	Madrid	Spagna	70.000,00	EUR	Servizi connessi al mercato dei prodotti energetici	-	Endesa Energía SA	11,50%	18,41%
							Endesa Distribución Eléctrica SL	5,19%	
							Endesa Energía XXI SL	2,96%	
							Endesa Gas SAU	0,35%	
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	10.000.000,00	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel OGK-5 OJSC	100,00%	56,43%
Operacion y Mantenimiento Tierras Morenas	San Josè	Costa Rica	30.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	85,00%	58,05%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Holding	Integrale	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	68,29%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	25,93%
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	70,02%
Parc Eolic Els Aligars SL	Barcellona	Spagna	1.313.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	23,34%
Parc Eolic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL	Barcellona	Spagna	1.183.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	23,34%
Parc Eolien de Bouville Sasu	Lione	Francia	88.800,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Parc Eolien de Coulours SARL	Lione	Francia	1.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Parc Eolien de La Grande Epine Sasu	Lione	Francia	37.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Parc Eolien Des Ramiers Sasu	Lione	Francia	88.800,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power France Sas	100,00%	68,29%
Parque Eólico A Capelada AIE	Santiago de Compostela	Spagna	5.857.586,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.603.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	62,24%
Parque Eolico Curva dos Ventos Ltda	Bahia	Brasile	420.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvi- mento Ltda Enel Brasil Participações	1,00% 99,00%	68,29%
Parque Eólico de Aragón AIE	Saragozza	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte	Integrale	Ltda Enel Green Power	80,00%	62,24%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spagna	3.606.000,00	EUR	rinnovabile Produzione di energia elettrica da fonte	Integrale	España SL Enel Green Power	75,00%	58,35%
Parque Eolico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400,00	EUR	rinnovabile Produzione di energia elettrica da fonte	Integrale	España SL Enel Green Power	50,16%	39,02%
Parque Eólico de Gevancas SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	rinnovabile Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	España SL Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	552.920,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	82,00%	63,79%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	901.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,67%	51,09%
Parque Eólico do Alto Da Vaca Lda	Porto	Portogallo	125.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	75,00%	58,35%
Parque Eólico do Vale do Abade Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,68%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eolico Engenho Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	685.423,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvi- mento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.810.340,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	70,02%
Parque Eolico Fontes dos Ventos Ltda	Recife	Brasile	5.091.945,30	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvi- mento Ltda	0,04%	67,63%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	6.540.000,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	75,50%	58,74%
Parque Eolico Ouroventos Ltda	Bahia	Brasile	566.347,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvi- mento Ltda	1,00%	68,29%
Daniel Editor	Tanadifa	C	F20,000,00	ELID	Dood wis and it assessing	Toba souls	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	40.450/
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	52,00%	40,45%
Parque Eolico Serra Azul Ltda	Bahia	Brasile	940.567,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvi- mento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Eólico Serra Da Capucha SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	50,00%	77,80%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00%	
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	7.193.970,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	58,00%	45,12%
Parque Eolico Taltal SA	Santiago	Cile	20.878.010.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	68,23%
							Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	68,23%
							Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	
Parque Eólico Ventania Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	440.267,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvim ento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Cile	66.092.165.171,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	60,92%	65,17%
							Enel Green Power SpA	34,57%	
Parque Talinay Poniente SA	Santiago	Cile	50.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Empresa Electrica Panguipulli SA Enel Green	99,90%	68,23%
							Power Chile Ltda	0,10 %	
Pegop - Energía Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación	0,02% 49,98%	46,03%
Delega Hardes	Milaniantan	LICA	100.00	LICE	Durathuriana di anamia	Totalous	SA	100.000/	60.200/
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	68,29%
Pereda Power SL	La Pereda (Mieres)	Spagna	5.000,00	EUR	Sviluppo delle attività di generazione	Integrale	Endesa Generación II SA	70,00%	64,44%
PH Chucas SA	San Josè	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica Enel Green	40,31% 22,17%	42,67%
PH Don Pedro SA	San Josè	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte	Integrale	Power SpA Enel Green Power Costa	33,44%	22,84%
PH Guacimo SA	San Josè	Costa Rica	50.000,00	CRC	rinnovabile Produzione di energia elettrica da fonte	Integrale	Rica Enel Green Power Costa	65,00%	44,39%
PH Rio Volcan SA	San Josè	Costa Rica	100.001,00	CRC	rinnovabile Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rica Enel Green Power Costa Rica	34,32%	23,44%
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	1.198.530,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	56,12%	43,66%
Powercrop Macchiareddu Srl	Bologna	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop Srl	100,00%	34,14%
Powercrop Russi Srl	Bologna	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop Srl	100,00%	34,14%
PowerCrop Srl	Bologna	Italia	4.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	34,14%
Pp - Co-Geração SA	S. Paio de Oleiros	Portogallo	50.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	77,80%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	51,22%
Prairie Rose Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	75,00%	51,22%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	36.965.444,64	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Productor Regional de Energía Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	82,89%	64,49%
Productor Regional de Energia Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	85,00%	66,13%
Productora de Energías SA	Barcellona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	23,34%
Prof-Energo LLC	Sredneuralsk	Federazione Russa	10.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Sanatorium- Preventorium Energetik	100,00%	56,43%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Progas SA	Santiago	Cile	1.526.000,00	CLP	Distribuzione di gas	Equity	Gas Atacama SA Gas Atacama	0,10%	33,88%
Promociones Energeticas	Ponferrada	Spagna	12.020,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte	Integrale	Chile SA Enel Green Power	100,00%	77,80%
del Bierzo SL Promociones y Desarrollo Sector	Madrid	Spagna	6.000,00	EUR	rinnovabile Attività immobiliare	Equity	España SL Bolonia Real Estate SL	45,00%	41,43%
Levante SL Proveedora de Electricidad de Occidente Srl de Cv	Città del Messico	Messico	89.708.335,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	68,28%
Proyecto Almería Mediterraneo SA	Madrid	Spagna	601.000,00	EUR	Desalinizzazione e fornitura di acqua	Equity	Endesa SA	45,00%	41,43%
Proyectos Universitarios de Energias Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	25,93%
PT Bayan Resources Tbk	Jakarta	Indonesia	333.333.350.000,0 0	IDR	Energia	-	Enel Investment Holding BV	10,00%	10,00%
Pulida Energy (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Pyrites Associates GP	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	50,00%	68,29%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	16.566.510,61	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Development Group Inc. Enel Brasil Participações	100,00%	68,29%
Rattlesnake Creek Wind	Lincoln (Nebraska)	USA	-	USD	Holding	Integrale	Ltda Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Project LLC Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	66.389,00	EUR	Ricerca in materia di	Equity	Slovenskè	49,00%	32,34%
Red	Panama	Repubblica di	2.700.000,00	USD	energia nucleare Telecomunicazioni		elektrárne AS Endesa	11,11%	10,23%
Centroamericana de Telecomunicacio		Panama	·				Latinoameric a SA	ŕ	,
nes SA Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	1.924.465.600,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	42,83%	64,08%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	
Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Equity	Enel Green Power SpA Enel	51,00% 49,50%	49,50%
Rock Creek	Los Angeles	USA	10.000,00	USD	Produzione di energia	Integrale	Investment Holding BV Northwest	17,50%	68,29%
Limited Partnership	(California)	USA		030	elettrica da fonte rinnovabile	Titegrale	Hydro Inc. Chi West Inc.	82,50%	00,2970
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	68,29%
Rusenergosbyt C LLC (in liquidazione)	Khanty- Mansiyskiy	Federazione Russa	5.100,00	RUB	Vendita di energia elettrica	-	Rusenergosby t LLC	51,00%	25,25%
Rusenergosbyt LLC	Mosca	Federazione Russa	2.760.000,00	RUB	Trading di energia elettrica	Equity	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Federazione Russa	4.600.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	Rusenergosby t LLC	50,00%	24,75%
Rusenergosbyt Yaroslavl	Yaroslavl	Federazione Russa	100.000,00	RUB	Vendita di energia electrica	Equity	Rusenergosby t LLC	50,00%	24,75%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12.000,00	ARS	Monitoraggio del sistema elettrico	Equity	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	19,98%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
Sanatorium- Preventorium Energetik LLC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	10.571.300,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel OGK-5 OJSC OGK-5	99,99%	56,43%
Santo Rostro Cogeneración SA	Siviglia	Spagna	207.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Finance LLC Enel Green Power España SL	45,00%	35,01%
Se Hazelton A LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bypass Power Company Chi West Inc.	1,00%	68,29%
Se Hydropower Srl	Bolzano	Italia	30.000.000,00	EUR	Produzione acquisto e vendita di energia idroelettrica	Joint operation	Enel Produzione SpA	99,00%	40,00%
Se Predaj Sro	Bratislava	Slovacchia	4.505.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Integrale	Slovenskè elektrárne AS	100,00%	66,00%
Sealve - Sociedade Eléctrica de Alvaiázere SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Serra do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	3.125,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	77,80%
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables Srl de Cv	Città del Messico	Messico	3.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv Enel Green	0,01% 99,99%	68,29%
SF Energy Srl	Rovereto	Italia	7.500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Joint operation	Power México Srl de Cv Enel Produzione	33,33%	33,33%
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	SpA Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	68,29%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	68,29%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	697.820,00	EUR	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	Equity	Enel.Newhydr o Srl	41,55%	41,55%
Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversão de Energia Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	55,00%	42,79%
Sistema de Gestión Energètica en la Nube SL	Madrid	Spagna	3.461,00	EUR	Ricerca, progettazione e sviluppo	Equity	Enel Servizi Srl	0,03%	0,03%
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel Green Power España SL	16,70%	12,99%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	Spagna	175.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel Green Power España SL	28,13%	21,88%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Sistemas Energeticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spagna	2.007.750,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	96,00%	74,69%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	68,29%
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Slovenskè elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	1.269.295.724,66	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	66,00%	66,00%
Smart P@Per SpA	Potenza	Italia	2.184.000,00	EUR	Servizi	-	Enel Servizio Elettrico SpA	10,00%	10,00%
SMART-I Srl	Roma	Italia	10.201,00	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Equity	Enel Servizi Srl	0,01%	0,01%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	68,29%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Nevkan Renewables LLC	100,00%	68,29%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	68,29%
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.969.032,25	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Cile	5.738.046.495,00	CLP	Investimenti finanziari	Integrale	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	57,50%	32,09%
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón SA	Santiago	Cile	19.028.480.104,00	CLP	Attività di ingegneria	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA Empresa Nacional de Electricidad	0,01% 99,99%	33,47%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.590,78	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	64,74%	50,37%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	1.643.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	38,90%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	2.404.048,42	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte	Integrale	Enel Green Power	60,00%	46,68%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá DC	Colombia	5.800.000,00	COP	rinnovabile Costruzione e gestione di porti	Integrale	España SL Inversora Codensa Sas	4,90%	21,31%
Società Agricola Trino Srl	Milano	Italia	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte	Equity	Emgesa SA ESP Agatos Green Power Trino	94,95%	27,32%
Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria- Italia via Sardegna SpA (in breve "Galsi SpA")	Milano	Italia	37.419.179,00	EUR	rinnovabile Ingegneria nel settore energetico ed infrastrutturale	-	Enel Produzione SpA	15,62%	15,62%
Société Du Parc Eolien Grandes Terres Ouest Eurl	Lione	Francia	21.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel France Sas	100,00%	100,00%
Sol de Media Noche Fotovoltaica SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Solar Morea Energiaki SA	Maroussi	Grecia	4.000.890,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	36,00%	28,01%
South Fork Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	100,00	USD	Holding	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Southern Cone Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	19.874.798,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	1,97% 98,03%	33,49%
Couthwest	Minneapolis	LICA	-	HCD	Draduziono di aparaio	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA		34,83%
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Stipa Nayaá SA de CV	Colonia Cuauhtémoc	Messico	1.811.016.348,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	55,21%	65,13%
Cublinger	Jahannashum	Danubblias dal	0.757.214.00	740	Dunduniana di angusia	- Covib.	Enel Green Power Partecipazion i Speciali Srl	40,16%	10.460/
Sublunary Trading (RF) Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	8.757.214,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	57,00%	19,46%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	12.020.240,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	33,50%	30,84%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Torroella de Montgri (Girona)	Spagna	2.800.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	55,24%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	2.050.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	51,22%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Sviluppo Nucleare Italia Srl	Roma	Italia	200.000,00	EUR	Sviluppo, costruzione e gestione di reattori nucleari EPR	Integrale	Enel Ingegneria e Ricerca SpA	100,00%	100,00%
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	USA	250,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Targusor Wind Farm Srl	Cernavoda	Romania	310.090.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Generación SA	45,00%	41,43%
Tecnoguat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	75,00%	51,22%
Tejo Energía Produçao E Distribuçao de Energia Electrica SA	Paço de Arcos	Portogallo	5.025.000,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA	38,89%	35,80%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Endesa Costanera SA	5,51%	Gruppo 6,71%
					comonate		Central Dock Sud SA	5,32%	
							Hidroeléctrica El Chocón SA	18,85%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Endesa Costanera SA	5,51%	6,71%
							Central Dock Sud SA	5,32%	
							Hidroeléctrica El Chocón SA	18,85%	
Termotec Energía AIE (in liquidazione)	Valencia	Spagna	481.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00%	35,01%
TERRAE Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA	Roma	Italia	19.060.811,37	EUR	Attività nel settore agroindustriale	Equity	Enel Green Power SpA	20,00%	13,66%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	68,29%
Tirme SA	Palma de Mallorca	Spagna	7.662.750,00	EUR	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Tko Power Inc.	Los Angeles (California)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	68,29%
TOBIVOX (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	120,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	26.890,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	25,93%
TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	3.750.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge- Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	77,80%
Trade Wind Energy LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC Chi Power	99,00%	68,29%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte	Equity	Inc. Enel Kansas LLC	19,90%	13,59%
Transmisora de Energia Renovable SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	rinnovabile Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	68,29%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	440.644.600,00	CLP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	50,00%	17,16%
Transportadora de Energía SA	Buenos Aires	Argentina	100.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Compañía de Interconexió n Energética SA	100,00%	46,62%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA	Girona	Spagna	72.120,00	EUR	Trasmissione di energia elettrica	Integrale	Endesa Distribución Eléctrica SL	73,33%	67,51%
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Highfalls Hydro Company Inc.	98,00%	68,29%
							Enel Green Power North America Inc.	2,00%	

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	34,83%
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	10,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	68,29%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Ufefys SL (in liquidazione)	Aranjuez	Spagna	304.150,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Ukuqala Solar Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	-	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	190.171.520,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Rez	Repubblica Ceca	524.139.000,00	CZK	Ricerca e sviluppo energia nucleare	Equity	Slovenskè elektrárne AS	27,77%	18,33%
Varokub Green Energy Srl	Prahova	Romania	40.090.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	500.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	Spagna	160.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	67,00%	52,12%
Western New York Wind Corporation	Albany ((New York)	USA	300,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	USA	1.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Wind Park Kouloukonas SA	Maroussi	Grecia	2.700.018,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Park of Koryfao SA	Maroussi	Grecia	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Park of West Ktenias SA	Maroussi	Grecia	70.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	1.110.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	556.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Drimonakia SA	Maroussi	Grecia	736.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	424.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	389.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	555.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks of Kafoutsi SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	296.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	252.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	3.504.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Makrilakoma SA	Maroussi	Grecia	614.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	399.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	225.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	255.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Pelagia SA	Maroussi	Grecia	653.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	575.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	179.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Sagias SA	Maroussi	Grecia	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	472.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	496.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Strouboulas SA	Maroussi	Grecia	576.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	260.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	29,25%	19,97%
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	361.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	554.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%

Denominazione Sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20.000.000,00	ARS	Trasmissione di energia elettrica	Equity	Enersis SA	22,22%	12,40%
Yedesa- Cogeneración SA	Almería	Spagna	234.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	40,00%	31,12%
Zitsa Solar SA	Maroussi	Grecia	1.092.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,14%