

Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2015



Indice

Il Gruppo Enel Green Power	3
I risultati di Enel Green Power	7
Fatti di rilievo dei primi nove mesi 2015	20
Scenario di riferimento	26
Risultati per area di attività.....	33
> Europa	36
> America Latina	44
> Nord America	50
Prevedibile evoluzione della gestione	53
Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2015	54
Conto economico consolidato sintetico	55
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	56
Situazione patrimoniale consolidata sintetica.....	57
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato.....	58
Rendiconto finanziario consolidato sintetico	59
Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2015	60
DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI	88

Il Gruppo Enel Green Power¹

La struttura del Gruppo

Corporate

Enel Green Power SpA

Europa

Enel Green Power Romania

Enel Green Power Bulgaria

Enel Green Power Hellas

Enel Green Power España

Enel Green Power South Africa

Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi

3Sun²

BLP Energy Private

Enel Green Power Egypt

Altre minori Italia³

America Latina

Enel Brasil Participações

Enel Green Power Latin America

Enel Green Power Costa Rica

Enel Green Power Guatemala

Enel Green Power Mexico

Enel Green Power Panama

Enel Green Power El Salvador

Enel Green Power Colombia

Enel Green Power Perù

Enel Green Power Uruguay

Nord America

Enel Green Power North America

Enel Green Power North America Development

¹ A far data dal 22 ottobre 2015 il Gruppo ha adottato la seguente struttura organizzativa:

- ✓ Europa e Nord Africa, che comprende il Nord Africa, oltre alle country precedentemente incluse nell'Area Europa
- ✓ America Latina
- ✓ Nord America
- ✓ Africa Sub-Sahariana e Asia che include India e Sud Africa, precedentemente incluse nell'area Europa

² Consolidata integralmente a far data dal 6 marzo 2015.

³ Enel Green Power CAI Agroenergy, Enel Green Power Calabria, Enel Green Power Finale Emilia, Enel Green Power Partecipazioni Speciali, Enel Green Power Puglia, Enel Green Power San Gillio, Enel Green Power Strambino Solar, Energia Eolica, Maicor Wind, Taranto Solar, Enel Green Power Solar Energy, Powercrop (Joint Control), EGP Villorosi.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione	Presidente Alberto De Paoli	Amministratore delegato Francesco Venturini
	Consiglieri Luca Anderlini Carlo Angelici Ludovica Maria Vittoria Parodi Borgia Giovanni Battista Lombardo Giovanni Pietro Malagnino Paola Muratorio Francesca Romana Napolitano ⁴ Luciana Tarozzi	
Collegio Sindacale	Presidente Franco Fontana	Sindaci effettivi Giuseppe Ascoli Maria Rosaria Leccese
		Sindaci supplenti Pietro La China Alessio Temperini Anna Rosa Adiutori
Società di Revisione	Reconta Ernst & Young SpA	

⁴ Sino al 6 maggio 2015, Andrea Brentan ha ricoperto la carica di Consigliere di Enel Green Power S.p.A. A seguito delle dimissioni presentate da Andrea Brentan, il Consiglio di Amministrazione della Società, con delibera del 16 giugno 2015, ha nominato Francesca Romana Napolitano Consigliere ai sensi dell'art. 2386 del codice civile.

Assetto dei poteri

Assemblea degli azionisti

L'Assemblea ordinaria degli azionisti delibera in merito alla nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale della Società, nonché della società incaricata della revisione legale dei conti;

L'Assemblea ordinaria degli azionisti, inoltre, approva il bilancio e la distribuzione dei dividendi.

L'Assemblea straordinaria degli azionisti delibera sulle modificazioni dello statuto sociale e su ogni altra materia attribuita dalla legge alla sua competenza.

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società. In particolare, definisce gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo Enel Green Power ed esamina e approva il Piano Industriale; oltre alle funzioni di indirizzo strategico, il Consiglio di Amministrazione ha il compito di verificare l'esistenza dei controlli necessari per monitorare l'andamento di Enel Green Power e del Gruppo nel suo insieme. Il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power in carica dal 24 aprile 2013 è composto da 10 Consiglieri (6 uomini e 4 donne)⁵, di cui 6 indipendenti.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione ha per Statuto e per legge i poteri per quanto concerne il funzionamento dell'Assemblea e del Consiglio di Amministrazione, nonché la legale rappresentanza della Società e la firma sociale. Verifica, inoltre, l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.

L'Amministratore Delegato ha per Statuto la legale rappresentanza della Società e la firma sociale e, in base alle vigenti deliberazioni consiliari, ha tutti i poteri per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto o dalle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.

Il Consiglio di Amministrazione ha costituito al proprio interno tre comitati con funzioni istruttorie, consultive e propositive su alcune materie di particolare delicatezza, anche in quanto fonte di possibili conflitti di interesse. Tutti i comitati sono composti esclusivamente da consiglieri indipendenti. In particolare:

- > il Comitato Controllo e Rischi ha il compito di supportare, con un'adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche;
- > il Comitato per le Nomine e le Remunerazioni ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione con funzioni istruttorie, di natura propositiva e consultiva, nelle valutazioni e decisioni relative alla dimensione e composizione del Consiglio stesso, nonché alla remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche;
- > il Comitato Parti Correlate ha il compito di formulare appositi pareri sull'interesse della Società al compimento di operazioni con parti correlate, esprimendo un giudizio in merito alla convenienza e alla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

⁵ Sino al 6 maggio 2015, data in cui Andrea Brentan ha rassegnato le proprie dimissioni dalla carica di Consigliere di Enel Green Power S.p.A., il Consiglio di Amministrazione della Società era composto da 10 consiglieri (7 uomini e 3 donne).

Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale vigila, tra l'altro, sul rispetto della legge e dello statuto sociale di Enel Green Power, sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché sul processo di informativa finanziaria, sulla revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione legale. Il Collegio Sindacale partecipa inoltre alle sedute del Consiglio di Amministrazione e presenta una relazione annuale all'Assemblea degli azionisti.

I risultati di Enel Green Power

Per il dettaglio delle acquisizioni e delle cessioni effettuate nei primi nove mesi del 2015, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella nota 2 "Principali variazioni dell'area di consolidamento" della situazione contabile consolidata al 30 settembre 2015.

Dati operativi

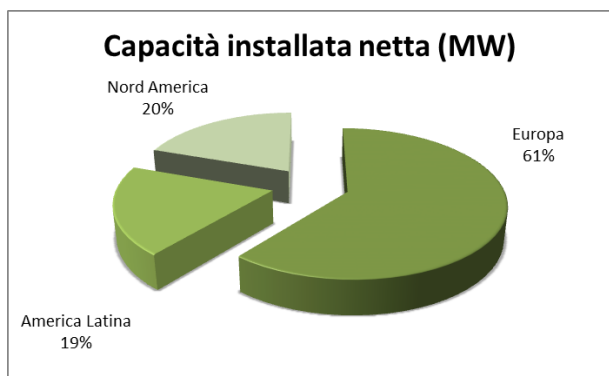
Si evidenzia che le informazioni di seguito riportate includono i dati relativi al perimetro portoghese classificato come posseduto per la vendita.

Numero di impianti operativi				
	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	al 31.12.2014
Idroelettrica	397	398	(1)	398
Geotermica	37	36	1	37
Eolica	227	214	13	205
Solare	95	88	7	90
Biomassa	5	4	1	5
Totale	761	740	21	735
- Europa	601	594	7	583
- America Latina	63	48	15	54
- Nord America	97	98	(1)	98

Capacità installata netta (MW)					
	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Idroelettrica	2.623	2.624	(1)	2.624	2.624
Geotermica	833	795	38	833	795
Eolica	6.628	5.714	914	5.697	5.085
Solare	475	329	146	433	249
Cogenerazione	-	-	-	-	37
Biomassa	44	23	21	39	23
Totale	10.603	9.485	1.118	9.626	8.813

La capacità installata netta del Gruppo al 30 settembre 2015 è pari a 10.603 MW con un incremento di 1.118 MW (11,8%) rispetto al 30 settembre 2014 e di 977 MW (10,1%) rispetto al 31 dicembre 2014, principalmente nel settore eolico.

Capacità installata netta (MW)				
	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	al 31.12.2014
Europa	6.468	5.987	481	5.845
America Latina	2.053	1.415	638	1.698
Nord America	2.082	2.083	(1)	2.083
Totale	10.603	9.485	1.118	9.626



La crescita registrata deriva sostanzialmente dall'entrata in esercizio di impianti eolici in America Latina (492 MW), mentre l'incremento registrato in Europa è riconducibile all'acquisizione del controllo in alcuni progetti eolici in Portogallo e in India, al netto della cessione della capacità eolica in Francia.

Produzione netta di energia (TWh)

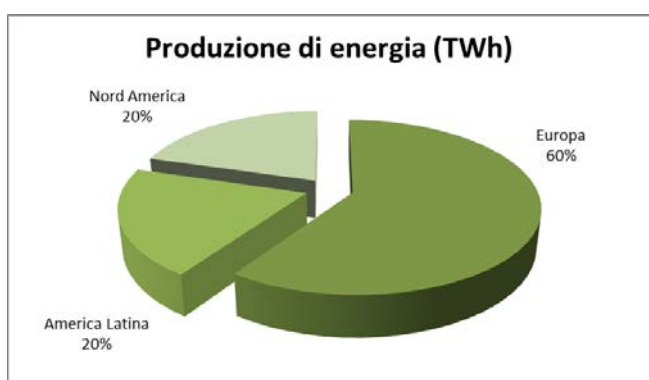
3° trimestre			Primi nove mesi		
2015	2014	Variazione	2015	2014	Variazione
2,5	2,7	(0,2)	8,3	8,7	(0,4)
1,5	1,5	-	4,6	4,4	0,2
3,4	2,7	0,7	11,3	10,0	1,3
0,2	0,1	0,1	0,5	0,3	0,2
0,1	-	0,1	0,2	0,1	0,1
7,7	7,0	0,7	24,9	23,5	1,4

La produzione di energia elettrica del Gruppo dei primi nove mesi del 2015 è pari a 24,9 TWh, in incremento di 1,4 TWh (6,0%) rispetto allo stesso periodo del 2014.

La produzione di energia nel terzo trimestre del 2015 è pari a 7,7 TWh, in incremento di 0,7 TWh (10,0%) rispetto allo stesso periodo del 2014.

Produzione netta di energia (TWh)

3° trimestre			Primi nove mesi		
2015	2014	Variazione	2015	2014	Variazione
4,3	4,5	(0,2)	14,8	15,6	(0,8)
1,9	1,1	0,8	5,0	3,0	2,0
1,5	1,4	0,1	5,1	4,9	0,2
7,7	7,0	0,7	24,9	23,5	1,4



La produzione di energia elettrica è pari a 14,8 TWh nell'area Europa (-5,1% rispetto ai primi nove mesi 2014), 5,0 TWh nell'area America Latina (+66,7% rispetto ai primi nove mesi 2014) e 5,1 TWh nell'area Nord America (+4,1 % rispetto ai primi nove mesi 2014).

In particolare, l'incremento registrato nei primi nove mesi 2015 deriva sostanzialmente dall'incremento della produzione eolica conseguente alla maggiore capacità installata in America Latina (+1,2 TWh) e in Nord America (+0,3 TWh), effetto parzialmente compensato dalla cessione degli impianti in Francia avvenuta a fine 2014 (-0,2 TWh). Il decremento della produzione idroelettrica è invece riconducibile alle peggiorate condizioni di idraulicità in Italia (-0,8 TWh) e in Guatemala (-0,1 TWh) che hanno più che compensato la maggiore produzione nella Repubblica di Panama (+0,7 TWh). Si registra inoltre un aumento della produzione geotermica in Italia (+0,2 TWh) e solare in Cile (+0,2 TWh) per effetto della maggiore capacità installata.

Nel terzo trimestre 2015 la produzione è in lieve crescita (+0,7 TWh) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente per effetto della crescita della produzione realizzata in America Latina (+0,8 TWh), principalmente riconducibile alla maggiore capacità eolica installata in Cile, Brasile e Messico ed alla maggiore produzione idroelettrica nella Repubblica di Panama, e nel settore eolico in Nord America (+0,1 TWh), parzialmente compensate dalla riduzione della produzione in Europa imputabile sostanzialmente al calo della produzione idroelettrica in Italia (-0,3 TWh).

Load factor per tecnologia (%)

3° trimestre		Primi nove mesi	
2015	2014	2015	2014
43,3%	46,3%	48,2%	50,6%
82,7%	84,6%	84,4%	85,0%
25,7%	22,7%	29,9%	29,5%
20,3%	21,4%	17,3%	16,4%
50,6%	58,2%	56,3%	51,8%

Il load factor medio dei primi nove mesi del 2015 (ossia il rapporto tra la produzione effettiva e quella teorica disponibile) è pari al 39,0% (40,4% nei primi nove mesi del 2014), a causa del peggioramento dell'indice idroelettrico in Italia, per la minore idraulicità nel 2015 rispetto al 2014, parzialmente mitigato dal miglioramento della risorsa in Panama. L'indice eolico, nonostante l'entrata in esercizio di nuovi impianti in America Latina, registra un marginale aumento rispetto al 2014 principalmente legato al peggioramento della risorsa in Iberia e in Nord America e alla cessione della capacità eolica in Francia.

Le tabelle che seguono riportano la ripartizione degli impianti "in costruzione" e "autorizzati" per tecnologia e area geografica:

Impianti in costruzione									
	MW				Numero di impianti				
	al	al	Variazione	2014	al	al	Variazione	2014	
	30.09.2015	30.09.2014			30.09.2015	30.09.2014			
Idroelettrica	160	154	6	152	15	8	7	4	
Eolica	811	604	207	623	13	13	-	10	
Geotermica	38	38	-	-	1	2	(1)	-	
Biomassa	16	21	(5)	21	4	5	(1)	5	
Solare	650	123	527	180	7	4	3	5	
Totale	1.675	940	735	976	40	32	8	24	
<i>di cui:</i>									
- Europa	545	83	462	190	23	13	10	9	
- America Latina	856	857	(1)	586	15	19	(4)	14	
- Nord America	274	-	274	200	2	-	2	1	

I principali impianti in costruzione si riferiscono:

- > al settore solare in Sud Africa (4 progetti per un totale di 314 MW) e in Cile (Carrera Pinto 97 MW, Pampa Norte 79 MW e Finis Terrae 160 MW);
- > al settore eolico in Brasile (Dois Riachos 30 MW, Damascena – Manicoba - Esperanca per 88 MW), in Sud Africa (Nojoli 88 MW e Gibson Bay 111 MW), in Cile (Renaico 88 MW e Los Buenos Aires 24 MW), in Messico (Vientos del Altiplano 100MW) e in Nord America (Goodwell 200 MW e Little Elk 74 MW);
- > al settore geotermico in Cile (Cerro Pabellon 38 MW);
- > al settore idroelettrico in Brasile (Apiacas 102 MW) e in Costa Rica (Chucas 50 MW).

Impianti autorizzati									
	MW				Numero di impianti				
	al	al	Variazione	2014	al	al	Variazione	2014	
	30.09.2015	30.09.2014			30.09.2015	30.09.2014			
Idroelettrica	3	-	3	8	5	3	2	12	
Eolica	747	509	238	325	11	6	5	5	
Solare	254	337	(83)	512	1	7	(6)	7	
Totale	1.004	846	158	845	17	16	1	24	
<i>di cui:</i>									
- Europa	157	521	(364)	372	12	10	2	16	
- America Latina	847	51	796	399	5	4	1	7	
- Nord America	-	274	(274)	74	-	2	(2)	1	

I principali impianti autorizzati si riferiscono prevalentemente

- > al settore solare in Brasile (Ituverava 254 MW);
- > al settore eolico in Messico (Palo Alto 129 MW), in Brasile (Delfina 180 MW e Morro do Chapeu 172 MW), in Cile (Sierra Gorda 112 MW) e in Grecia (Kafireas 154 MW).

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

La definizione degli indicatori di *performance* è riportata in calce al presente paragrafo.

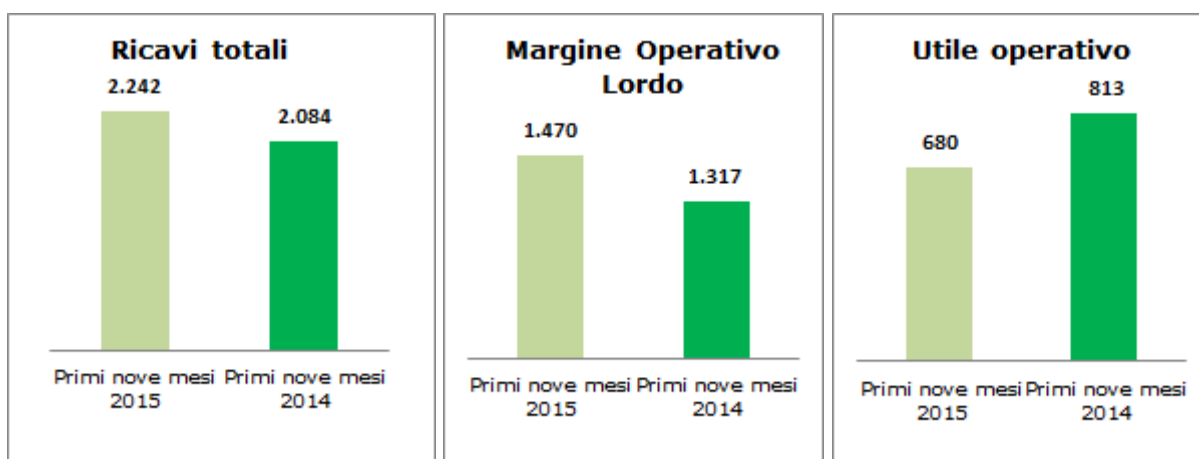
Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2015	2014	Variazione		2015	2014	Variazione
649	674	(25)	Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.242	2.084	158
392	423	(31)	Margine operativo lordo	1.470	1.317	153
27	239	(212)	Utile operativo	680	813	(133)
(68)	109	(177)	Utile del periodo del Gruppo e di terzi	329	432	(103)
(97)	102	(199)	Utile del periodo del Gruppo	245	395	(150)
			Utile netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo	0,05	0,08	(0,03)

Risultati economici dei primi nove mesi

Milioni di euro	Primi nove mesi 2015			Primi nove mesi 2014		
	Ricavi (*)	Margine operativo lordo	Utile operativo	Ricavi (*)	Margine operativo lordo	Utile operativo
Europa	1.436	939	377	1.463	998	617
America Latina	480	274	184	389	127	86
Nord America	377	257	119	280	192	110
Elisioni e rettifiche	(51)	-	-	(48)	-	-
Totale continuing operations	2.242	1.470	680	2.084	1.317	813
Retail	-	-	-	-	(5)	(5)
TOTALE	2.242	1.470	680	2.084	1.312	808

(*) Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value



I "Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value", pari a 2.242 milioni di euro, evidenziano un incremento di 158 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014 (7,6%) per effetto dell'aumento di 116 milioni di euro degli altri ricavi (pari a 151 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014) e di 42 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia elettrica (pari a 1.933 milioni di euro nei primi nove mesi 2014), tenuto conto dell'effetto cambi positivo di 122 milioni di euro.

L'incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica, comprensivi degli incentivi, è da attribuire all'aumento dei ricavi in America Latina (87 milioni di euro) e in Nord America (62 milioni di euro) per effetto della maggiore capacità installata, parzialmente compensato dai minori ricavi registrati in Europa (107 milioni di euro), principalmente in Italia (113 milioni di euro), per la minore disponibilità della risorsa idroelettrica, e tenuto anche conto degli effetti della cessione di Enel Green Power France (24 milioni di euro), avvenuta nel mese di dicembre 2014.

Gli altri ricavi dei primi nove mesi del 2015 (pari a 267 milioni di euro) si riferiscono principalmente, nell'area Europa, agli effetti derivanti dall'acquisizione del controllo di 3Sun (pari a 132 milioni di euro) oltre all'iscrizione del relativo indennizzo previsto dall'accordo con STM (pari a 12 milioni di euro) e al consolidamento di alcuni progetti del portafoglio del consorzio ENEOP (29 milioni di euro). Gli altri ricavi dei primi nove mesi del 2014 (pari a 151 milioni di euro) includevano gli effetti derivanti dall'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'"off take" della produzione della fabbrica 3Sun (pari a 95 milioni di euro).

Il "*Margine operativo lordo*", pari a 1.470 milioni di euro, registra un incremento di 153 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014 (11,6%) che tiene conto di un effetto cambi positivo complessivamente pari a 83 milioni di euro, rispettivamente in America Latina (147 milioni di euro), in Nord America (65 milioni di euro) parzialmente compensato dalla riduzione in Europa (59 milioni di euro), in linea con il citato decremento dei ricavi.

L'area Europa ha registrato un margine operativo lordo pari a 939 milioni di euro, con un decremento di 59 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014 e riflette la riduzione dei ricavi (pari a 29 milioni di euro) e l'incremento dei costi operativi principalmente per l'acquisizione nei primi nove mesi del 2015 del controllo di 3Sun.

L'area America Latina ha registrato un margine operativo lordo pari a 274 milioni di euro, in incremento di 147 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi 2014, tenuto anche conto di un effetto cambi positivo di 37 milioni di euro, per effetto dell'aumento dei ricavi (pari a 91 milioni di euro) e del decremento dei costi connessi all'acquisto di energia (pari a 110 milioni di euro) nella Repubblica di Panama e in Brasile, parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi correlati alla maggiore capacità installata in Brasile, Cile e Messico (pari a 43 milioni di euro).

L'area Nord America ha registrato un margine operativo lordo pari a 257 milioni di euro, in incremento di 65 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi positivo di 46 milioni di euro) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (192 milioni di euro), per effetto principalmente dell'incremento dei ricavi (97 milioni di euro), parzialmente compensato dall'aumento dei costi del personale e operativi connessi sostanzialmente alla maggiore capacità installata.

L'"*Utile operativo*" è pari a 680 milioni di euro, in decremento di 133 milioni di euro (16,4%) rispetto ai primi nove mesi del 2014. Il citato incremento del margine operativo lordo è stato infatti più che compensato dalla crescita degli ammortamenti e perdite di valore (pari a 286 milioni di euro). La variazione è connessa principalmente alla maggiore capacità installata in Nord America e in America Latina, agli adeguamenti di valore di specifici progetti in Nord America, nonché alla perdita di valore registrata sugli asset detenuti in Romania (155 milioni di euro), tenuto conto del perdurare delle incertezze nel quadro regolatorio e delle condizioni di mercato del paese.

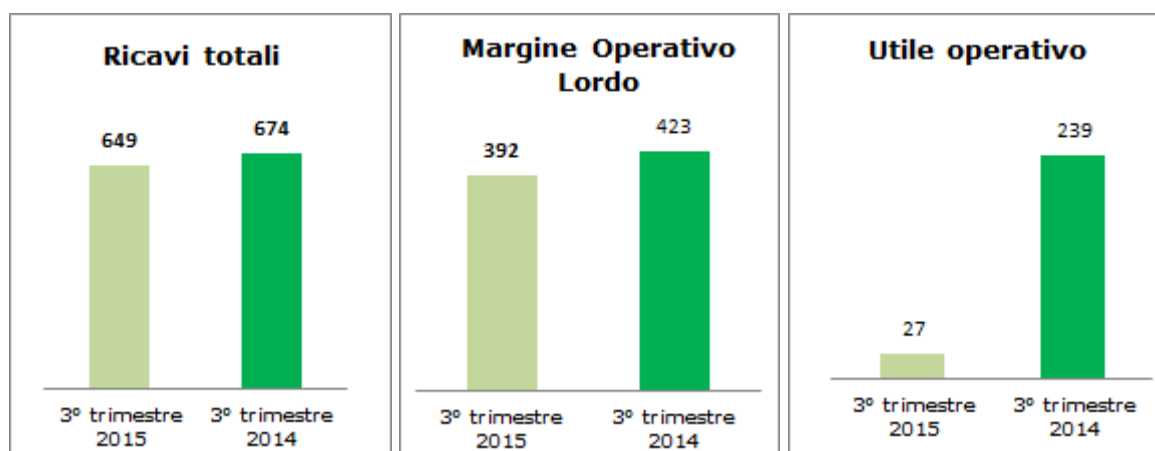
L' "Utile del periodo" è pari a 329 milioni di euro, con un decremento di 103 milioni di euro (23,8%) rispetto ai 432 milioni di euro dei primi nove mesi del 2014 (inclusivo del risultato delle *discontinued operations* negativo per 5 milioni di euro). Le imposte del periodo sono pari a 133 milioni di euro con un'incidenza sul risultato ante imposte del 28,8% a fronte di un'incidenza del 33,1% nei primi nove mesi 2014, attribuibile principalmente alla disapplicazione dal 1° gennaio 2015 della addizionale IRES (cosiddetta Robin Hood Tax).

L' "Utile del periodo del Gruppo" è pari a 245 milioni di euro, con un decremento di 150 milioni di euro (38,0%) rispetto ai 395 milioni di euro dei primi nove mesi del 2014. L'utile del periodo risente del maggiore contributo delle società con interessenze di terzi.

Risultati economici del terzo trimestre

Milioni di euro	3° trimestre 2015			3° trimestre 2014		
	Ricavi (*)	Margine operativo lordo	Utile operativo	Ricavi (*)	Margine operativo lordo	Utile operativo
Europa	401	221	(73)	483	334	200
America Latina	159	108	77	126	42	25
Nord America	107	63	23	80	47	14
Elisioni e rettifiche	(18)	-	-	(15)	-	-
TOTALE	649	392	27	674	423	239

(*) Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value



I "Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value", pari a 649 milioni di euro, evidenziano un decremento di 25 milioni di euro (3,7%) rispetto al terzo trimestre 2014, per effetto della riduzione degli altri ricavi (pari a 56 milioni di euro) parzialmente compensata dall'aumento dei ricavi per vendita di energia (pari a 31 milioni di euro).

Gli altri ricavi del terzo trimestre 2015 (pari a 48 milioni di euro) si riferiscono principalmente, nell'area Europa, agli effetti derivanti dall'acquisizione del controllo di alcuni progetti del portafoglio del consorzio ENEOP (29 milioni di euro) mentre nel terzo trimestre 2014 includevano gli effetti derivanti dall'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'"off take" della produzione della fabbrica 3Sun (95 milioni di euro).

L'aumento dei ricavi per vendita di energia elettrica, comprensivi degli incentivi, è da attribuire all'aumento dei ricavi in America Latina (26 milioni di euro) e in Nord America (22 milioni di euro) per effetto della maggiore capacità installata parzialmente compensato dai minori ricavi registrati in Europa (17 milioni di euro) principalmente per la minore disponibilità della risorsa idroelettrica in Italia.

Il "*Margine operativo lordo*", pari a 392 milioni di euro, registra un decremento di 31 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2014 (7,3%), e si riferisce all'area Europa (113 milioni di euro) parzialmente compensato dall'incremento di America Latina (66 milioni di euro) e Nord America (16 milioni di euro). Tale decremento riflette la contrazione dei ricavi (pari a 25 milioni di euro) e l'aumento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata in America Latina e Nord America, effetti parzialmente compensati dalla riduzione dei costi per acquisto di energia in America Latina (pari a 41 milioni di euro).

L'area Europa ha registrato un margine operativo lordo pari a 221 milioni di euro, in decremento di 113 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2014, per effetto della riduzione dei ricavi (82 milioni di euro) e dell'incremento dei costi operativi, principalmente per l'acquisizione del controllo in 3Sun.

L'area America Latina ha registrato un margine operativo lordo pari a 108 milioni di euro, in incremento di 66 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (pari a 42 milioni di euro), tenuto anche conto di un effetto cambi positivo di 11 milioni di euro, principalmente riconducibile all'incremento dei ricavi (33 milioni di euro) ed al decremento dei costi per acquisto di energia in Panama e Brasile (pari a 41 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata in Cile e Messico (7 milioni di euro).

L'area Nord America ha registrato un margine operativo lordo pari a 63 milioni di euro, in incremento di 16 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (47 milioni di euro) tenuto anche conto di un effetto cambi positivo di 10 milioni di euro, principalmente riconducibile all'incremento dei ricavi (27 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento dei costi del personale e operativi connessi principalmente alla maggiore capacità installata.

L'"*Utile operativo*" è pari a 27 milioni di euro, in decremento di 212 milioni di euro (88,7%) rispetto ai 239 milioni di euro del terzo trimestre 2014, per effetto del citato decremento del margine operativo e dell'aumento degli ammortamenti e perdite di valore (pari a 181 milioni di euro) riferibile principalmente alla maggiore capacità installata in America Latina, nonché alla perdita di valore registrata sugli *asset* detenuti in Romania (155 milioni di euro), tenuto conto del perdurare delle incertezze nel quadro regolatorio e delle condizioni di mercato del paese.

L'"*Utile del periodo*" è negativo per 68 milioni di euro, in riduzione di 177 milioni di euro rispetto ai 109 milioni di euro del terzo trimestre 2014. Le imposte del terzo trimestre 2015 sono state interamente compensate dagli effetti della fiscalità anticipata calcolata sulla sopra citata perdita di valore.

L'"*Utile del periodo di Gruppo*" è negativo per 97 milioni di euro, con una riduzione di 199 milioni di euro (positivo per 102 milioni di euro del terzo trimestre 2014). L'utile del periodo risente del maggiore contributo delle società con interessenze di terzi.

Dati patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	Primi nove mesi			
		2015	2014	Variazione
Capitale investito netto (*)		16.778	14.967	1.811
Indebitamento finanziario netto (*)		7.345	6.038	1.307
Patrimonio netto (incluso quote di terzi) (*)		9.433	8.929	504
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (*)		1,59	1,57	0,02
Flusso di cassa da attività operativa		598	409	189
Investimenti operativi		1.697	1.060	637

(*) al 30 settembre 2015 e al 31 dicembre 2014.

Il *Capitale investito netto*, pari a 16.778 milioni di euro (14.967 milioni di euro al 31 dicembre 2014), presenta un incremento di 1.811 milioni di euro dovuto principalmente alla variazione delle Attività immobilizzate nette (pari a 917 milioni di euro) e del Capitale circolante netto (pari a 212 milioni di euro).

Le *Attività immobilizzate nette*, pari a 16.698 milioni di euro (15.781 milioni di euro al 31 dicembre 2014), si movimentano sostanzialmente per gli investimenti operativi del periodo (1.697 milioni di euro), per l'effetto cambi positivo (168 milioni di euro), per la variazione del perimetro di consolidamento relativo all'acquisizione del controllo nella società 3Sun e di alcune società in India (264 milioni di euro), per gli oneri finanziari capitalizzati (59 milioni di euro), effetti parzialmente compensati dagli ammortamenti e perdite di valore (774 milioni di euro) e dalla riclassifica delle attività relative alle società portoghesi nel perimetro destinato alla vendita (530 milioni di euro).

Il *Capitale circolante netto*, negativo per 30 milioni di euro (negativo per 242 milioni di euro al 31 dicembre 2014), si movimenta principalmente per l'incremento delle rimanenze di certificati verdi (64 milioni di euro), per l'aumento dei crediti tributari netti (115 milioni di euro) e per effetto del consolidamento di 3Sun (54 milioni di euro).

L'*Indebitamento finanziario netto*, pari a 7.345 milioni di euro, presenta un incremento di 1.307 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. Al 30 settembre 2015, l'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo, il cosiddetto rapporto *debt to equity*, si attesta a 0,78 (0,68 al 31 dicembre 2014).

Gli *investimenti operativi* dei primi nove mesi del 2015 sono pari a 1.697 milioni di euro, in aumento di 637 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2014. Tale variazione si riferisce principalmente al settore solare in Sud Africa (119 milioni di euro) e in Cile (109 milioni di euro), al settore eolico in America Latina (183 milioni di euro) e in Europa (43 milioni di euro) e all'idroelettrico in America Latina (121 milioni di euro).

Capitale investito netto e relativa copertura

Millioni di euro

	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazione
Attività immobilizzate nette			
Attività materiali e immateriali	15.901	14.707	1.194
Avviamento	663	871	(208)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	181	323	(142)
Altre attività/(Passività) finanziarie non correnti nette	(53)	(86)	33
Altre attività/(passività) non correnti nette	6	(34)	40
Totale Attività immobilizzate nette	16.698	15.781	917
Capitale circolante netto			
Rimanenze	253	184	69
Crediti commerciali	521	440	81
Debiti commerciali	(866)	(888)	22
Crediti/(Debiti) tributari netti	219	104	115
Altre attività/(Passività) finanziarie correnti nette	(103)	(70)	(33)
Altre attività/(passività) correnti nette	(54)	(12)	(42)
Totale Capitale circolante netto	(30)	(242)	212
Capitale investito lordo	16.668	15.539	1.129
Fondi diversi			
TFR e altri benefici ai dipendenti	(44)	(43)	(1)
Fondi rischi e oneri futuri	(141)	(150)	9
Imposte differite nette	(262)	(379)	117
Totale Fondi diversi	(447)	(572)	125
Attività possedute per vendita	1.112	-	1.112
Passività possedute per vendita	(555)	-	(555)
Attività nette possedute per la vendita	557	-	557
Capitale investito netto	16.778	14.967	1.811
Patrimonio netto complessivo	9.433	8.929	504
Indebitamento finanziario netto	7.345	6.038	1.307

Il "Capitale investito netto" al 30 settembre 2015 è pari a 16.778 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 9.433 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 7.345 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto e flussi finanziari

Indebitamento finanziario netto

Milioni di euro	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazione
Indebitamento a lungo termine			
Finanziamenti bancari	2.731	2.711	20
Debiti verso altri finanziatori	887	869	18
Debiti verso parti correlate	2.064	2.455	(391)
Indebitamento a lungo termine	5.682	6.035	(353)
Crediti finanziari a lungo termine	(80)	(425)	345
Indebitamento netto a lungo termine	5.602	5.610	(8)
Indebitamento a breve termine			
Quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	203	193	10
Utilizzi di linee di credito revolving	2	2	-
Altri finanziamenti a breve verso banche	32	11	21
Indebitamento bancario a breve termine	237	206	31
Debiti verso altri finanziatori e parti correlate (quota a breve)	124	130	(6)
Altri debiti finanziari a breve termine e verso parti correlate	1.823	852	971
Indebitamento verso altri finanziatori e parti correlate a breve termine	1.947	982	965
Altri crediti finanziari a breve termine	(82)	(285)	203
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(359)	(475)	116
Disponibilità e crediti finanziari a breve termine	(441)	(760)	319
Indebitamento netto a breve termine	1.743	428	1.315
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	7.345	6.038	1.307
Indebitamento finanziario "Attività nette possedute per la vendita"	321	-	321

L'Indebitamento finanziario netto, pari a 7.345 milioni di euro, registra un incremento di 1.307 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 (21,6%), principalmente per l'aumento dell'Indebitamento netto a breve termine (1.315 milioni di euro).

La variazione dell' "Indebitamento netto a breve termine" si riferisce all'aumento degli "Altri debiti finanziari a breve termine e verso parti correlate" (971 milioni di euro) legato principalmente all'utilizzo delle linee di credito in essere con la società finanziaria olandese del Gruppo Enel e con la controllante.

Flussi finanziari

Milioni di euro	Primi nove mesi		
	2015	2014	Variazione
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti ad inizio del periodo	(*) 335	337	(2)
Flusso di cassa da attività operativa	598	409	189
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.727)	(1.194)	(533)
Flusso di cassa da attività di finanziamento	1.292	781	511
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(3)	10	(13)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo	(**) 495	343	152

(*) di cui disponibilità liquide delle "Attività classificate come possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 1° gennaio 2014 restated.

(**) di cui disponibilità liquide delle "Attività classificate come possedute per la vendita" pari a 136 milioni di euro al 30 settembre 2015.

Il "*Flusso di cassa da attività operativa*" dei primi nove mesi del 2015 è positivo per 598 milioni di euro, in incremento di 189 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (positivo per 409 milioni di euro), a fronte di un margine operativo lordo al netto degli elementi non monetari pari a 1.273 milioni di euro (in aumento di 24 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014) e di un fabbisogno connesso al capitale circolante netto pari a 675 milioni di euro (in aumento di 165 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014).

Il "*Flusso di cassa da attività di investimento*" impiegato nei primi nove mesi del 2015 è pari a 1.727 milioni di euro, in aumento di 533 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (pari a 1.194 milioni di euro), da collegare principalmente ai maggiori investimenti operativi del periodo rispetto ai primi nove mesi del 2014 (637 milioni di euro).

Si segnala inoltre che sono stati incassati contributi in Nord America per 3 milioni di euro, riclassificati a riduzione degli investimenti operativi.

Il "*Flusso di cassa da attività di finanziamento*" dei primi nove mesi del 2015 è positivo per 1.292 milioni di euro, con un incremento di 511 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (pari a 781 milioni di euro), principalmente per la cessione del 49% di EGPNA REP (pari a 344 milioni di euro).

L'effetto combinato dei vari flussi finanziari ha determinato un aumento nei primi nove mesi del 2015 delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti iniziali di 160 milioni di euro, tenuto conto di un effetto cambi negativo per 3 milioni di euro.

Definizione degli indicatori di performance

Ricavi totali, incluso effetto contratti su commodity valutati al fair value: determinati quali sommatoria del "Totale ricavi" e dei "Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value".

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando all' "Utile operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore", al netto della quota capitalizzata.

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

- > delle Attività per imposte anticipate e altre partite minori, incluse nella voce "Altre attività non correnti";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del TFR e altri benefici ai dipendenti, del Fondo rischi ed oneri e delle Passività per imposte differite inclusi nella voce "Fondi diversi e passività per imposte differite".

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

- > delle partite minori incluse nella voce Attività finanziarie correnti classificate fra le "Altre attività correnti";
- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine e 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", delle Attività per imposte anticipate e dei "Fondi diversi e passività per imposte differite" non precedentemente considerati, 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", dai "Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle Attività finanziarie correnti e non correnti (quali crediti finanziari e titoli diversi da partecipazioni) inclusi nelle voci "Altre attività correnti" e nelle "Altre attività non correnti".

Più in generale, l'indebitamento finanziario del Gruppo Enel Green Power 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.

Fatti di rilievo dei primi nove mesi 2015⁶

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione dell'impianto eolico Esperança in Brasile

2 marzo 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione dell'impianto eolico Esperança, ultimo modulo del complesso denominato Serra Azul, a nord di Bahia, nel nordest del Brasile.

Con una capacità installata totale di 118 MW, Serra Azul, una volta in esercizio, sarà in grado di generare fino a oltre 500 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 320 mila famiglie brasiliane, evitando così l'emissione in atmosfera di quasi 53 mila tonnellate di CO₂.

L'energia prodotta dal complesso eolico sarà venduta attraverso contratti di fornitura prevalentemente al mercato regolato. L'entrata in esercizio del complesso eolico è prevista entro il 2015.

La realizzazione del complesso eolico ha richiesto un investimento complessivo di circa 220 milioni di dollari USA, parzialmente coperto da un finanziamento di IFC (*International Finance Corporation*), membro del *World Bank Group*, e da un finanziamento di Itaù Unibanco SA, correlati alla costruzione di parchi eolici nel nordest del Brasile.

Entrata in esercizio di un nuovo impianto eolico in Messico

4 marzo 2015 – Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete il nuovo parco eolico di Sureste I-Phase II in Messico, nello stato di Oaxaca.

L'impianto, composto da 34 turbine eoliche da 3 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 102 MW, è in grado di generare circa 390 GWh all'anno.

Enel Green Power si è aggiudicata il diritto a costruire Sureste I-Phase II in una gara pubblica per *External Energy Producers* indetta dalla *Comisión Federal de Electricidad* (CFE). Al progetto è associato un contratto d'acquisto ventennale dell'energia prodotta dall'impianto (PPA). La realizzazione del parco eolico, ha richiesto un investimento complessivo di quasi 160 milioni di dollari statunitensi.

Nel mese di giugno 2013, Enel Green Power, attraverso Enel Green Power Mexico S. de R.L. de C.V. ha stipulato con il gruppo finanziario BBVA Bancomer un contratto di finanziamento per 100 milioni di dollari statunitensi. Parte di questo finanziamento è stato destinato alla realizzazione del nuovo impianto che è detenuto da Energías Renovables La Mata, S.A.P.I. de C.V., società controllata da Enel Green Power Mexico S. de R.L. de C.V.

Enel Green Power firma con KfW IPEX-Bank un finanziamento da 160 milioni di euro per l'eolico in Sudafrica

30 marzo 2015 - Enel Green Power, attraverso la società interamente controllata Enel Green Power RSA (Pty) Ltd ("EGP RSA"), ha concluso un contratto di finanziamento per un totale di 2.100 milioni di *rand* sudafricani (equivalenti a circa 160 milioni di euro) con KfW IPEX-Bank, quest'ultima come *lender*, unico *lead arranger* e *agent*, con la parziale copertura assicurativa della Export Credit Agency tedesca Euler Hermes. Il contratto di finanziamento, assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel Green Power, è il primo erogato da KfW IPEX-Bank al Gruppo Enel Green Power e prevede la disponibilità da parte di EGP RSA di due distinte linee di finanziamento di durata pari, rispettivamente, a 7 e 17 anni, nonché un tasso di interesse in linea con il *benchmark* di mercato. Il finanziamento è correlato all'investimento nel parco eolico di Gibson Bay, situato nella provincia di Eastern Cape, Sudafrica.

L'impianto sarà composto da 37 turbine da 3 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 111 MW, in grado di generare circa 420 GWh all'anno.

⁶ Si segnala che la data di riferimento indicata per ciascun evento è relativa alla data del comunicato stampa.

Enel Green Power cede a GE Energy Financial Services il 49% di una newco in Nord America con un accordo di partnership

31 marzo 2015 - Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America, Inc. ("EGPNA"), ha sottoscritto un accordo con l'unità di General Electric, GE Energy Financial Services, per la vendita di una quota del 49% della newco, EGPNA Renewable Energy Partners, LLC ("EGPNA REP"), per un valore complessivo di circa 440 milioni di dollari statunitensi, soggetto ad alcuni aggiustamenti di prezzo, come normalmente avviene in transazioni di questa natura. EGPNA continuerà a possedere il 51% della partnership e continuerà ad essere responsabile della gestione quotidiana degli asset di EGPNA REP, dal punto di vista amministrativo, operativo e della manutenzione.

EGPNA REP è proprietaria di un parco impianti di generazione da 560 MW con un mix di fonti che comprende l'eolico, il geotermico, l'idrico e il solare, già operanti, e di un impianto eolico da 200 MW in costruzione, tutti situati in Nord America.

Nell'ambito della newco, GE Energy Financial Services riceve, oltre alla quota di minoranza, un diritto di prelazione, per un periodo iniziale di tre anni, a investire in asset operativi sviluppati da EGPNA a partire dal suo portafoglio di progetti e in altri asset operativi messi in vendita da EGPNA. L'ammontare associato agli impianti operativi è stato pagato a chiusura dell'operazione. La chiusura della transazione relativa all'impianto in costruzione era prevista al momento dell'entrata in esercizio, avvenuta nel terzo trimestre 2015. Enel Green Power ha fornito delle *parent company guarantees* per le obbligazioni della controllata nordamericana derivanti dal presente accordo, come d'uso in questo tipo di operazioni.

Enel Green Power si aggiudica 425 MW di energia eolica in una gara pubblica in Sud Africa

13 aprile 2015 – Enel Green Power si è aggiudicata il diritto di concludere dei contratti per la fornitura di energia con l'*utility* sudafricana Eskom per 425 MW di progetti eolici nella quarta fase della gara del REIPPPP (*Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme*) per le energie rinnovabili, promossa dal Governo Sudafricano. In linea con le regole del programma REIPPPP, Enel Green Power ha partecipato alla gara attraverso delle società veicolo, detenendone una quota di maggioranza, in *partnership* con importanti *player* locali. I tre progetti eolici Oyster Bay (142 MW), Nxuba (141 MW) e Karusa (142 MW) saranno realizzati nella province di Eastern Cape e di Northern Cape, in aree che offrono una notevole disponibilità di risorsa eolica. I progetti Oyster Bay e Nxuba saranno completati ed entreranno in esercizio nel 2017, mentre quello di Karusa nel 2018. Non appena in esercizio, i tre progetti, che richiedono un investimento complessivo di circa 500 milioni di euro, saranno in grado di generare circa 1.560 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico in Sud Africa

14 aprile 2015 - Enel Green Power ha annunciato l'avvio dei lavori per la costruzione del nuovo impianto eolico di Gibson Bay, nella provincia di Eastern Cape, in Sud Africa.

Con una capacità installata totale di 111 MW, il nuovo parco eolico, detenuto da Gibson Bay Wind Farm (RF) Proprietary Limited, società controllata da Enel Green Power RSA Proprietary Limited (EGP RSA), sarà in grado di generare, una volta in esercizio, circa 420 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di quasi 131 mila famiglie sudafricane, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 383 mila tonnellate di CO2 all'anno.

La realizzazione dell'impianto, la cui entrata in esercizio è prevista nel primo semestre del 2017, richiede un investimento complessivo di circa 190 milioni di euro, in linea con gli obiettivi di crescita del piano industriale di Enel Green Power.

Nel mese di marzo 2015, EGP RSA ha firmato un contratto di finanziamento per un totale di 2.100 milioni di rand sudafricani (equivalenti a circa 160 milioni di euro), per finanziare l'investimento nel parco eolico

di Gibson Bay, con KfW IPEX-Bank, quest'ultima in qualità di *lender*, unico *lead arranger* e *agent*, con la parziale copertura assicurativa della *Export Credit Agency* tedesca Euler Hermes.

L'energia prodotta dal nuovo impianto sarà venduta all'*utility* sudafricana *Eskom* in base ad un contratto per la fornitura di energia di durata ventennale, che Enel Green Power si è aggiudicata, nel mese di ottobre 2013, nell'ambito del programma REIPPPP, promosso dal Governo Sudafricano.

Enel Green Power si aggiudica 90 MW di capacità eolica in una gara pubblica in Brasile

30 aprile 2015 - Enel Green Power ha reso noto di essersi aggiudicata nella gara pubblica in Brasile dedicata alle energie rinnovabili LFA (Leilão de Fontes Alternativas) il diritto di sottoscrivere con un *pool* di società di distribuzione brasiliane dei contratti ventennali di vendita dell'energia prodotta dal nuovo progetto eolico Cristalândia, che avrà una capacità installata di 90 MW.

L'investimento per la costruzione del predetto progetto ammonta a circa 190 milioni di dollari statunitensi. Il nuovo impianto, che sarà costruito nello Stato di Bahia, nel nord-est del Brasile e che sarà completato ed entrerà in esercizio nel 2017, sarà in grado di generare annualmente oltre 350 GWh, evitando l'emissione in atmosfera di più di 100 mila tonnellate di CO₂.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione del nuovo impianto fotovoltaico di Carrera Pinto in Cile

4 maggio 2015 - Enel Green Power ha annunciato di aver avviato i lavori per la costruzione del nuovo parco fotovoltaico di Carrera Pinto in Cile.

Con una capacità installata totale di 97 MW, il nuovo impianto, una volta in esercizio, sarà in grado di generare oltre 260 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 122 mila famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 127 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

Il parco, situato nella regione di Atacama e detenuto da Parque Solar Carrera Pinto S.A., società controllata da Enel Green Power Chile Ltda, sarà completato ed entrerà in esercizio entro il secondo semestre del 2016.

La realizzazione di Carrera Pinto richiede un investimento complessivo di circa 180 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power.

Al progetto sarà associato un contratto a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (PPA) con Empresa Nacional de Electricidad SA (Endesa Chile). L'energia generata dall'impianto sarà consegnata alla rete di trasmissione della regione centrale cilena SIC (Sistema Interconectado Central).

Enel Green Power si aggiudica 280 MW di energia eolica in una gara pubblica in Sud Africa

10 giugno 2015 - Enel Green Power si è aggiudicata due contratti ventennali per la fornitura di energia con l'*utility* sudafricana *Eskom* per ulteriori 280 MW di progetti eolici nella quarta fase della gara del REIPPPP per le energie rinnovabili, promossa dal Governo Sudafricano.

In linea con le regole del programma REIPPPP, Enel Green Power ha partecipato alla gara con delle società veicolo, detenendone una quota di maggioranza, in *partnership* con importanti *player* locali.

I due progetti eolici Soetwater (142 MW) e Garob (138 MW), che saranno realizzati nella provincia di Northern Cape in aree con una notevole disponibilità di risorsa eolica, saranno completati ed entreranno in esercizio entro il 2018 e richiedono un investimento complessivo di circa 340 milioni di euro. Una volta realizzati, i due impianti saranno in grado di generare circa 1.000 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

Enel Green Power ed Endesa Chile firmano un contratto per la fornitura di energia rinnovabile

9 luglio 2015 – Enel Green Power, tramite la società controllata Enel Green Power Chile Ltda, ed Empresa Nacional de Electricidad SA hanno sottoscritto un contratto a lungo termine per la fornitura di energia e la vendita di certificati verdi in Cile della durata di circa 25 anni, per un progetto geotermico e un progetto fotovoltaico, e di circa 20 anni, per un progetto eolico. Il contratto, che ha un valore complessivo stimato fino a 3,5 miliardi di dollari statunitensi, consentirà ad Enel Green Power Chile di sviluppare i tre impianti con una capacità installata totale di circa 300 MW, per un investimento di circa 800 milioni di dollari statunitensi.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione del più grande impianto fotovoltaico del Cile

9 luglio 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di un nuovo impianto solare fotovoltaico, Finis Terrae, in Cile. Con una capacità installata totale di 160 MW, Finis Terrae, una volta completato, sarà il più grande parco fotovoltaico del Cile. L'impianto, situato nella regione di Antofagasta e detenuto da cinque società di scopo controllate da Enel Green Power Chile Ltda, sarà in grado di generare, una volta in esercizio, oltre 400 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di quasi 198 mila famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 198 mila tonnellate di CO2 all'anno. La realizzazione dell'impianto richiede un investimento complessivo di circa 270 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power. Al progetto è associato un contratto a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (Power Purchase Agreement - PPA) con Empresa Nacional de Electricidad SA. L'energia generata da Finis Terrae, il cui completamento ed entrata in esercizio sono previsti entro il primo semestre 2016, sarà consegnata alla rete di trasmissione cilena SING (Sistema Interconnesso del Norte Grande).

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico in Messico

14 luglio 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di Vientos del Altiplano, il suo primo parco eolico nello stato di Zacatecas, in Messico. L'impianto, detenuto da Vientos del Altiplano S. de R.L., avrà una capacità installata totale di 100 MW e verrà costruito nei comuni di Mazapil e Villa de Cos, nello stato di Zacatecas. Una volta in esercizio, Vientos del Altiplano, composto da 50 turbine da 2 MW ciascuna, sarà in grado di generare oltre 280 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di oltre 161 mila famiglie messicane, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 157 mila tonnellate di CO2 all'anno. La realizzazione dell'impianto richiede un investimento complessivo di circa 220 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power. Al progetto, il cui completamento ed entrata in esercizio sono previsti entro il secondo semestre del 2016, sono associati contratti a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (Power Purchase Agreement - PPA).

Enel Green Power ed Enap avviano in Cile lavori per il primo impianto geotermico in Sud America

14 luglio 2015 – Enel Green Power ed Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), la società statale cilena attiva nel settore degli idrocarburi, hanno avviato in Cile i lavori per la costruzione di Cerro Pabellón, il primo impianto geotermico di tutto il Sud America. Cerro Pabellón, situato nel comune di Ollague, nella regione di Antofagasta, in pieno altopiano andino, sarà anche il primo impianto geotermico al mondo costruito a 4.500 metri sopra il livello del mare. L'impianto, detenuto da Geotérmica del Norte SA, società controllata al 51% da Enel Green Power Chile Ltda e partecipata al 49% da ENAP, è composto da due unità da 24 MW per una capacità installata totale lorda di 48 MW. Cerro Pabellón, una volta in esercizio, sarà in grado di generare circa 340 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di quasi 165 mila famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 166 mila tonnellate di CO2 all'anno. La realizzazione dell'impianto, in linea con gli obiettivi di crescita dell'attuale piano industriale di

Enel Green Power, richiede un investimento complessivo di circa 320 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power. Al progetto, il cui completamento ed entrata in esercizio sono previsti entro il primo semestre del 2017, sono associati contratti a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (Power Purchase Agreement - PPA). L'energia generata da Cerro Pabellón sarà consegnata alla rete di trasmissione cilena SING (Sistema Interconectado del Norte Grande).

Grande successo per Enel Green Power che diventa il più grande player nel solare in Brasile grazie a 553 MW aggiudicati in gara

31 agosto 2015 –Enel Green Power si è aggiudicata, in base alla gara pubblica Leilão de Reserva, il diritto di sottoscrivere dei contratti ventennali di vendita di energia in Brasile per un totale di 553 MW relativi ai tre nuovi progetti fotovoltaici di Horizonte MP (103 MW), Lapa (158 MW) e Nova Olinda (292 MW). Enel Green Power investirà circa 600 milioni di dollari statunitensi per la costruzione dei tre nuovi impianti fotovoltaici, che saranno completati ed entreranno in esercizio entro il 2017.

Horizonte MP sarà costruito in Tabocas do Brejo Velho, nello Stato di Bahia, che si trova a nord-est del Brasile. Una volta installato e funzionante, l'impianto produrrà annualmente intorno ai 223 GWh di energia da fonti rinnovabili, evitando l'emissione di circa 67.000 tonnellate di CO2 in atmosfera.

Il progetto Lapa sorgerà a Bom Jesus da Lapa, nello Stato di Bahia. Una volta installato e funzionante, l'impianto produrrà intorno ai 340 GWh all'anno, evitando l'emissione di circa 102.000 tonnellate di CO2 in atmosfera.

Nova Olinda sarà costruito in Ribeira do Piauí, nello Stato del Piauí. L'impianto produrrà circa 604 GWh all'anno, una volta a regime, evitando l'emissione di circa 181.000 tonnellate di CO2 in atmosfera.

Enel Green Power cede tutti i suoi asset in Portogallo

30 settembre - Enel Green Power ha annunciato che la sua controllata Enel Green Power España, S.L. ("EGPE") ha sottoscritto un accordo con la società portoghese First State Wind Energy Investments S.A., per la cessione dell'intero capitale sociale di Finerge Gestão de Projectos Energéticos, S.A. ("Finerge"), controllata da EGPE al 100% e attiva nel settore delle rinnovabili in Portogallo. First State Wind Energy Investments è interamente posseduta da fondi del portafoglio di First State Investments ("FSI"), società di gestione patrimoniale operante a livello globale. Il corrispettivo totale per la cessione è pari a circa 900 milioni di euro, comprensivo di una quota di finanziamento allocato agli asset portoghesi.

Al perfezionamento dell'operazione, EGP uscirà dal settore delle energie rinnovabili in Portogallo. Finerge si occupa dello sviluppo, costruzione e messa in esercizio di impianti eolici in Portogallo, ed attualmente detiene indirettamente, attraverso società controllate, un portafoglio di impianti operativi con una potenza installata complessiva pari a 126 MW consolidati e partecipazioni minoritarie per 292 MW.

Finerge detiene, inoltre, una partecipazione del 35,96% del capitale sociale di ENEOP - Eólicas de Portugal, S.A. ("ENEOP"), società che possiede un portafoglio operativo di impianti eolici, con una capacità installata complessiva pari a 1.333 MW. A questo riguardo, gli azionisti di ENEOP hanno avviato un processo di separazione degli attivi della società, al perfezionamento del quale Finerge diventerà proprietaria esclusiva di quattro società di scopo titolari, a loro volta, di impianti eolici per una capacità installata complessiva pari a 445 MW. Al termine di tale operazione, Finerge possiederà, pertanto, un portafoglio di impianti eolici in Portogallo con potenza installata complessiva pari a 863 MW, equivalente a una quota netta di 642 MW.

Il corrispettivo totale di 900 milioni di euro è soggetto a price adjustment in linea con le procedure standard per questo tipo di transazioni. Tale corrispettivo sarà pagato interamente alla data del perfezionamento della cessione, generando un impatto positivo stimato sull'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel Green Power alla stessa data, pari a circa 550 milioni di euro, tenuto

conto degli effetti del consolidamento di ENEOP. La plusvalenza dell'operazione, inclusiva degli effetti del consolidamento di ENEOP, è pari a 29 milioni di euro.

Finerge ha registrato nel 2014 ricavi consolidati pari a circa 38 milioni di euro (circa 106 milioni di euro pro-forma considerando gli effetti del consolidamento di ENEOP) e un EBITDA consolidato pari a 29 milioni di euro (circa 90 milioni di euro pro-forma considerando gli effetti del consolidamento di ENEOP). Come recentemente annunciato da Enel Green Power, la vendita di Finerge e la conseguente uscita dal settore delle energie rinnovabili in Portogallo fa parte della strategia del Gruppo Enel Green Power, volta ad ottimizzare il proprio portafoglio e a far leva sulle attuali opportunità in paesi con maggior potenziale di sviluppo.

Scenario di riferimento

Andamento della domanda di energia elettrica

3° trimestre			GWh		Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
83.341	78.139	5.202	6,7%	Italia ⁽¹⁾	237.392	233.031	4.361	1,9%
63.844	61.549	2.295	3,7%	Spagna ⁽¹⁾	187.359	182.739	4.620	2,5%
12.286	11.982	304	2,5%	Romania ⁽²⁾	41.033	37.232	3.801	10,2%
132.634	138.216	(5.582)	-4,0%	Brasile ⁽²⁾	408.207	424.353	(16.146)	-3,8%
13.480	13.158	322	2,5%	Cile Sic ⁽²⁾	39.822	38.987	835	2,1%
16.804	16.277	527	3,2%	Colombia ⁽²⁾	49.011	47.461	1.550	3,3%

⁽¹⁾Fonte: TSO nazionali.

⁽²⁾Stima Enel per i primi nove mesi del 2015.

Nel terzo trimestre del 2015 in Europa si registra un consolidamento della domanda di energia elettrica in seguito al proseguimento dei segnali di ripresa. Il consistente aumento dei consumi riflette il rafforzamento di numerosi indici macroeconomici.

In Italia, la variazione congiunturale del PIL per il terzo trimestre 2015 è stata pari a +0,3%, inoltre da giugno 2015 gli indici di fiducia di consumatori e imprese hanno mostrato segni di rafforzamento. Tutto ciò, congiuntamente con i miglioramenti evidenziati nel terzo trimestre dalla produzione industriale, ha spinto la domanda di energia in Italia nei primi nove mesi a registrare un +1,9% rispetto ai valori del corrispondente periodo del 2014. Il trend positivo è legato anche all'uso sostenuto degli impianti di condizionamento e refrigerazione per l'innalzamento delle temperature estive rispetto al 2014. A livello trimestrale, infatti, la richiesta in Italia risulta in aumento del 6,7% rispetto ai valori del corrispondente periodo del 2014.

In Spagna il buon andamento del PIL (secondo la Banca Centrale Spagnola nel terzo trimestre la crescita segna +0,8%) ha spinto la domanda elettrica, che registra un incremento del 2,5% nei primi nove mesi dell'anno. Per quanto riguarda il solo terzo trimestre del 2015, la crescita della domanda ha fatto segnare un +3,7%.

In Romania la domanda mostra segnali di rafforzamento, evidenziando nel terzo trimestre una crescita del 2,5%, mentre nei primi nove mesi l'incremento è stato del 10,2%.

In America Latina, sempre nel terzo trimestre 2015, la domanda rimane sostenuta in Colombia (+3,2% rispetto allo stesso periodo del 2014) e Cile (+2,5%); mentre nello stesso periodo il Brasile registra un decremento consistente (-4,0%).

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi		
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni
Produzione netta:							
49.086	41.997	7.089	16,9%	- termoelettrica	133.115	122.714	10.401 8,5%
12.320	16.103	(3.783)	-23,5%	- idroelettrica	36.257	47.130	(10.873) -23,1%
2.694	3.198	(504)	-15,8%	- eolica	11.715	11.425	290 2,5%
1.444	1.416	28	2,0%	- geotermoelettrica	4.330	4.150	180 4,3%
8.199	7.235	964	13,3%	- fotovoltaica	20.382	18.614	1.768 9,5%
73.743	69.949	3.794	5,4%	Totale produzione netta	205.799	204.033	1.766 0,9%
9.960	8.544	1.416	16,6%	Importazioni nette	32.899	30.798	2.101 6,8%
83.703	78.493	5.210	6,6%	Energia immessa in rete	238.698	234.831	3.867 1,6%
(362)	(354)	(8)	-2,3%	Consumi per pompaggi	(1.306)	(1.800)	494 27,4%
83.341	78.139	5.202	6,7%	Energia richiesta sulla rete	237.392	233.031	4.361 1,9%

Fonte: Fonte dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo settembre 2015).

L'*energia richiesta* in Italia nei primi nove mesi del 2015 registra un incremento (+1,9%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2014, attestandosi a 237,4 TWh (83,3 TWh nel terzo trimestre 2015). L'energia richiesta del periodo è stata soddisfatta per l'86,1% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,8% nei primi nove mesi del 2014) e per il restante 13,9% dalle importazioni nette (13,2% nei primi nove mesi 2014).

Le *importazioni nette* dei primi nove mesi del 2015 registrano un incremento del 6,8% rispetto ai primi nove mesi del 2014, in particolare, nel terzo trimestre 2015 risultano in crescita del 16,6% (+1,4 TWh).

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2015 registra un incremento dello 0,9 % (+1,8 TWh), attestandosi a 205,8 TWh (73,7 TWh nel terzo trimestre 2015). E' degna di nota, la minore produzione da fonte idroelettrica (-10,9 TWh) conseguente le meno favorevoli condizioni di idraulicità, compensata parzialmente dall'incremento della produzione da altre fonti rinnovabili (+2,2 TWh), nonché dall'incremento della generazione da fonte termoelettrica per 10,4 TWh. Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2015.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi		
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni
65.668	63.742	1.926	3,00%	Produzione netta	193.596	190.664	2.932 1,50%
-735	-674	-61	-9,10%	Consumo per pompaggi	-3.221	-3.958	737 18,60%
-1.089	-1.519	430	28,30%	Esportazioni nette ⁽¹⁾	-3.016	-3.967	951 24,00%
63.844	61.549	2.295	3,70%	Energia richiesta sulla rete	187.359	182.739	4.620 2,50%

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

Fonte: Fonte dati Red Electrica de Espana - (Balance electrico diario Peninsular - consuntivo settembre 2015)

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nei primi nove mesi del 2015 registra un incremento del 2,5% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2014 (+3,7% nel terzo trimestre 2015), attestandosi a 187,4 TWh (63,8 TWh nel terzo trimestre 2015). Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nei primi nove mesi del 2015 risultano in diminuzione del 24,0% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2014; tale fenomeno risulta relativo al terzo trimestre 2015 dove si rileva un incremento del 28,3%.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2015 si attesta a 193,6 TWh (65,7 TWh nel terzo trimestre 2015) rilevando un incremento del 1,5 % (2,9 TWh), per effetto sostanzialmente della maggiore domanda di energia elettrica richiesta nel mercato peninsulare. Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2015.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
3.813	3.678	135	3,0%	Produzione netta	10.281	10.031	250	2,5%
471	465	6	1,3%	Importazioni nette	1.071	1.030	41	4,0%
4.284	4.143	141	3,4%	Energia richiesta sulla rete	11.352	11.061	291	2,6%

Fonte: Fonte dati Red Electrica de Espana - (Balance electrico diario extrapeninsulares - consuntivo settembre 2015)

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nei primi nove mesi del 2015 risulta in incremento (+2,6%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2014, attestandosi a 11,4 TWh (4,3 TWh, +3,4% nel terzo trimestre 2015). Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 90,6% e dalle importazioni nette per il restante 9,4%.

Le *importazioni nette* nei primi nove mesi del 2015 si attestano a 1,1 TWh (0,5 TWh nel terzo trimestre 2015) e sono relative interamente all'interscambio con la produzione realizzata nella Penisola Iberica.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2015 registra un incremento del 2,5% (+0,3 TWh) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente essenzialmente per effetto della maggiore domanda di energia sul territorio extrapeninsulare. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2015.

Aspetti normativi e tariffari negli altri paesi in cui Enel Green Power opera

Europa

Il 15 luglio è stato pubblicato il primo pacchetto di misure per l'attuazione dell'Unione energetica europea, che include una proposta legislativa di adeguamento del sistema ETS ai nuovi obiettivi di riduzione del 40% delle emissioni di CO2 al 2030, affinché il prezzo della CO2 espresso dal sistema sia tale da attrarre investimenti per ridurre le emissioni.

Fanno parte del pacchetto inoltre:

- > comunicazione consultiva sul MKT Design che chiede agli operatori indicazioni su come armonizzare regole e funzionamento dei mercati energetici nazionali, integrando le fonti rinnovabili e incentivando la costruzione di nuova capacità produttiva e di trasmissione;
- > comunicazione sul mercato retail in cui la Commissione invita gli Stati membri a incentivare la partecipazione dei consumatori al mercato attraverso l'eliminazione dei prezzi regolati e l'introduzione di dispositivi "smart".

Italia

Al 30 settembre 2015 il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi per le fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico è di circa a 5,767 miliardi di euro; al raggiungimento dei 5,8 miliardi di euro i meccanismi di incentivazione non ammetteranno nuovi impianti.

Spagna

Il 2 luglio sono stati emessi due Ordini Ministeriali allo scopo di migliorare il nuovo *framework* regolatorio. Il primo Ordine Ministeriale, IET/1344/2015, stabilisce gli standard dei parametri di remunerazione per alcune tipologie di impianti solari e di cogenerazione non inclusi nell' Ordine Ministeriale IET/1045/2014 e quindi esclusi dal sistema di incentivazione da luglio 2013. Il secondo Ordine Ministeriale, IET/1345/2015, aggiorna i valori della remunerazione per gli impianti di cogenerazione e biomassa per il secondo semestre 2015 e definisce i meccanismi di revisione di tali valori, da applicare negli anni successivi.

Il Decreto Regio 9/2015, pubblicato il 10 luglio, riduce i costi per l'elettricità sostenuti dai clienti finali attraverso la riduzione della remunerazione per il capacity mechanism nelle tariffe di accesso alla rete.

Il 31 luglio è stato emesso il Decreto Regio 738/2015, che stabilisce il frame work regolatorio e il meccanismo di dispacciamento per gli impianti localizzati nelle isole (Canarie, Baleari, Ceuta e Melilla). Inoltre, il 24 settembre è stato pubblicato l'ordine ministeriale IET/1953/2015, che aggiorna il precedente, IET/1459/2014, con lo scopo di aumentare la partecipazione al meccanismo per l'allocatione di incentivi a impianti eolici per una capacità installata complessiva fino a 450MW. Le richieste di partecipazione devono essere inviate prima della fine dell'anno.

Portogallo

Il 27 agosto è stato pubblicato un Decreto legge volto ad estendere oltre il 2015 e fino al 2020 il meccanismo con cui il Governo distribuisce il costo degli incentivi alle rinnovabili sulle tariffe dei consumatori in modo tale da evitare un aumento di tali tariffe. La proroga è dovuta alla diminuzione del deficit tariffario più lenta del previsto.

Grecia

Nell'ambito della sottoscrizione dello stability support da parte della Commissione a nome dello European Stability Mechanism (ESM), dal Governo greco e dalla banca centrale è stato definito anche un calendario per le proposte di riforma, gran parte di queste già in ritardo.

La riforma del mercato è in corso e dovrebbe essere completata entro il 2017. Entro il 2016 si prevede un nuovo meccanismo di incentivazione alle Rinnovabili in linea con le Guidelines sugli aiuti di Stato.

Romania

Il 1 luglio l'Autorità per l'Energia Elettrica romena (ANRE) ha annunciato che nel corso del 2016 la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili che riceverà i Certificati Verdi sarà pari al 12,15%. Il valore deve essere ancora approvato dal Governo.

Brasile

Con riferimento al programma di aste destinate alla fornitura dei clienti regolati, è stato pubblicato il decreto di convocazione della prima asta del 2016. L'asta A-5, che si terrà il 29 gennaio 2016, vedrà la partecipazione di capacità termica, idroelettrica ed eolica del 2016 ed assegnerà contratti pluriennali (20–30 anni) con inizio della fornitura a gennaio 2021. È inoltre in programma un'Asta di Riserva per il 13 novembre, che vedrà la partecipazione di capacità solare ed eolica.

A settembre il Ministero ha approvato un Decreto che permetterà agli impianti eolici che siano operativi da almeno 24 mesi e abbiano subito alterazioni tecniche nello sviluppo del progetto, di ricalcolare il valore della loro "Garantia Fisica", ovvero la massima capacità con cui un impianto può partecipare ad un'asta per la fornitura dei clienti regolati. Gli impianti che in base alla metodologia approvata, registrino un differenziale positivo, dovranno notificarlo al regolatore ANEEL il quale avrà il compito di approvare tale modifica. La capacità derivante da questa procedura potrà essere commercializzata attraverso aste A-0 e A-1 o a clienti liberi.

Messico

Il Ministero dell'Energia ha pubblicato a settembre le "Basi del Mercato Elettrico" che definiscono le regole di funzionamento ed i criteri di partecipazione al nuovo mercato. Lo schema definito prevede meccanismi di contrattazione a breve e a lungo termine per la compravendita di energia, potenza e certificati di "energia limpia" tra cui un Mercato di Tempo Reale, un Mercato del Giorno Prima e aste dedicate alla fornitura dei clienti regolati. Secondo il calendario annunciato, tra ottobre 2015 e marzo 2016, si svolgerà il primo processo di asta in cui i Distributori dovranno comprare l'energia e i certificati necessari al raggiungimento del target del 25% di generazione da fonti non fossili al 2018.

Perù

Il 3 Settembre il regolatore OSINERGMIN ha pubblicato la convocazione ufficiale per la quarta asta dedicata alle rinnovabili per un totale di 1.750 GWh. I generatori dovranno presentare le loro offerte entro il 18 dicembre 2015. I vincitori firmeranno contratti ventennali di fornitura dell'energia eolica, solare fotovoltaica, mini-idro e biomassa con inizio della fornitura previsto a gennaio 2018. L'aggiudicazione è prevista per il 16 febbraio 2016.

Chile

È stato pubblicato a settembre 2015 il documento "Hoja de Ruta al 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva", che descrive le linee guida per la evoluzione a lungo termine del settore energetico cileno e identifica una serie di target settoriali. Il documento, rappresenta uno degli input della Politica Energetica che sarà successivamente definita dal Ministero ed introduce, tra gli altri, un target del 70% di

generazione da fonti rinnovabili al 2050, il cui raggiungimento dovrebbe essere attuato principalmente attraverso la capacità eolica e solare .

Uruguay

Il Consiglio dei Ministri ha presentato a luglio 2015 il piano di investimenti infrastrutturali 2015-2019 che destina circa 4 miliardi di dollari al settore energetico destinati alla Trasmissione, Generazione e progetti Smart Grids. Con particolare riferimento alla generazione rinnovabile, il Governo ha stabilito che circa 2 miliardi di dollari saranno destinati al completamento dei progetti eolici del monopolista UTE e a nuove aste per la capacità eolica e solare.

Stati Uniti

A luglio 2015, il Senate Finance Committee U.S. ha proposto di estendere i PTC per due anni, rendendo dunque eligibili quei progetti con "avvio costruzione" prima del gennaio 2017. E' probabile che venga concessa un'ulteriore estensione.

Ad agosto 2015, l'Environmental Protection Agency (EPA) ha presentato il Clean Power Plan, un piano per la riduzione delle emissioni del 32% entro il 2030 e ha stabilito uno specifico obiettivo di riduzione per ciascuno Stato che dovrà presentare il proprio piano di abbattimento entro il 2016. Gli Stati avranno tempo fino al 2022 per iniziare a ridurre le emissioni, con un sistema di incentivi a partire dal 2020. Il Clean Power Plan e' attualmente oggetto di opposizione legale da parte di alcuni Stati che ne contestano la costituzionalità e di opposizione politica da parte del Partito Repubblicano che potrebbe ostacolarne l'attuazione tramite il blocco dei fondi nel Congresso.

In California è stata emanata il Clean Energy and Pollution Reduction Act del 2015 (Senate Bill 350), in cui si propone una percentuale di Renewable Portfolio Standard al 50%, in linea con quanto proposto dal Governatore J. Brown.

India

L'India è una repubblica federale composta da 29 Stati con specifiche responsabilità sui diversi settori ma con una responsabilità condivisa con il Governo Centrale sul settore elettrico. Il mercato elettrico infatti è supervisionato a livello federale dalla Central Energy Regulatory Commission (CERC) che definisce linee guida e tariffe di riferimento e dalle State Energy Regulatory Commissions (SERC) che le implementa a livello statale.

A giugno 2015 è stato approvato dal Governo il target di 175 GW di capacità rinnovabili al 2022, di cui 100 GW solare, 60 GW eolico, 10 GW di biomassa e 5 GW di small hydro.

Il mercato presenta svariati meccanismi di supporto allo sviluppo delle rinnovabili definiti a livello federale e/o /statale (in alcuni casi cumulabili): Renewable Portfolio Obligation (RPO), Renewable Energy Certificates (REC), Preferred Feed-in Tariff, Aste, Incentivi Fiscali.

Il meccanismo di incentivazione maggiormente applicato per l'energia eolica è basato su "Preferred Feed-In Tariff" definite a livello statale dalle SERC e garantite tramite PPA, della durata variabile a seconda degli stati tra i 10-25 anni, con le società distributrici statali.

Relativamente allo sviluppo dell'energia solare è stato lanciato nel 2010 un programma federale denominato Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM) basato su meccanismi di aste, gestiti a livello federale ma implementati a livello statale, che ha come obiettivo il raggiungimento del target dei 100 GW al 2022.

Repubblica Sudafricana

La Repubblica Sudafricana, sulla base della strategia energetica di lungo termine definita nell' Integrated Resource Plan 2010-2030, approvata a maggio 2011, intende raggiungere 17,8 GW di capacità installata da fonti rinnovabili entro il 2030. Lo strumento principale per il raggiungimento di tale target è il REIPPPP (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme), un sistema di gare su base d'asta avviato nel 2011, che mira a mettere in esercizio tra il 2014 e il 2020 circa 7 GW di nuova capacità rinnovabile (idroelettrica <40 MW, solare a concentrazione e fotovoltaico, eolica, biomassa, biogas e da gas da scarica). Attualmente sono previsti 5 Round di aste (Bid Window). I primi 4 Round si sono già svolti, comportando l'assegnazione di più di 5000 MW. A metà 2015 è stato aggiunto un ulteriore Round, chiamato Expedited Round, o Round 4.5, per l'assegnazione di 1800 MW. La Bid Submission per il Round 4.5 è prevista a novembre 2015.

Dopo una fase di pre-qualifica, che riguarda aspetti tecnici e finanziari, i progetti qualificati vengono selezionati in base a due criteri: al prezzo offerto (peso 70%) e al contenuto di Economic Development (peso 30%). Quest'ultimo consta di una serie di parametri rivolti allo sviluppo economico del Paese, tra cui il "Local Content" e la creazione di posti di lavoro per i cittadini sudafricani, in particolare di colore. I vincitori hanno la possibilità di firmare un PPA (Power Purchase Agreement) della durata di 20 anni con l'utility nazionale Eskom, i cui pagamenti sono garantiti dal Governo.

Infine, dopo svariati ritardi, è atteso entro la fine del 2015 il *framework* normativo per la generazione distribuita e il net metering a livello nazionale.

Risultati per area di attività

Al 30 settembre 2015 il Gruppo Enel Green Power operava secondo una struttura organizzativa (adottata a partire dal 24 aprile 2014) che prevedeva l'organizzazione delle aree geografiche in:

- > Europa;
- > America Latina;
- > Nord America.

I criteri per identificare i settori di attività attraverso i quali il Gruppo opera sono stati ispirati, tra l'altro, alle modalità attraverso le quali il più alto livello decisionale operativo rivede periodicamente i risultati del Gruppo ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e ai fini della valutazione dei risultati stessi.

In particolare, nelle tabelle che seguono sono stati identificati i settori operativi nei quali il Gruppo operava sia in Italia sia all'estero nei primi nove mesi del 2015 e gli indicatori utilizzati dal *management* del Gruppo nell'ambito dei relativi processi di analisi dei risultati dei settori per i periodi chiusi al 30 settembre 2015 e al 30 settembre 2014, in base alla struttura organizzativa sopra citata come previsto dall'IFRS 8.

Per ciascuno dei settori sopra indicati, nella presente sezione sono riportate le informazioni previste dalla Raccomandazione CONSOB del 18 Luglio 2013 n.0061493 destinata agli operatori del settore delle energie rinnovabili.

Si segnala tuttavia che, a far data dal 22 ottobre 2015, il Gruppo Enel Green Power ha adottato la seguente nuova struttura organizzativa:

- > Europa e Nord Africa, che comprende il Nord Africa, oltre alle country precedentemente incluse nell'Area Europa;
- > America Latina;
- > Nord America;
- > Africa Sub-Sahariana e Asia che include India e Sud Africa, precedentemente incluse nell'area Europa.

Primi nove mesi del 2015

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.386	480	376	-	2.242	-	2.242
Ricavi intersettoriali	50	-	1	(51)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.436	480	377	(51)	2.242	-	2.242
Margine operativo lordo	939	274	257		1.470	-	1.470
Ammortamenti e perdite di valore	562	90	138	-	790	-	790
Utile operativo	377	184	119	-	680	-	680
Investimenti	398	1.104	195		1.697	-	1.697

Primi nove mesi del 2014

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.415	389	280	-	2.084	-	2.084
Ricavi intersettoriali	48	-	-	(48)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.463	389	280	(48)	2.084	-	2.084
Margine operativo lordo	998	127	192	-	1.317	(5)	1.312
Ammortamenti e perdite di valore	381	41	82	-	504	-	504
Utile operativo	617	86	110	-	813	(5)	808
Investimenti	252	603	205		1.060	-	1.060

Variazione primi nove mesi

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	(29)	91	96	-	158	-	158
Ricavi intersettoriali	2	-	1	(3)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	(27)	91	97	(3)	158	-	158
Margine operativo lordo	(59)	147	65	-	153	5	158
Ammortamenti e perdite di valore	181	49	56	-	286	-	286
Utile operativo	(240)	98	9	-	(133)	5	(128)
Investimenti	146	501	(10)	-	637	-	637

Terzo trimestre 2015

Milioni di euro

	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	384	159	106	-	649
Ricavi intersettoriali	17	-	1	(18)	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	401	159	107	(18)	649
Margine operativo lordo	221	108	63	-	392
Ammortamenti e perdite di valore	294	31	40	-	365
Utile operativo	(73)	77	23	-	27

Terzo trimestre 2014

Milioni di euro

	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	468	126	80	-	674
Ricavi intersettoriali	15	-	-	(15)	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	483	126	80	(15)	674
Margine operativo lordo	334	42	47	-	423
Ammortamenti e perdite di valore	134	17	33	-	184
Utile operativo	200	25	14	-	239

Variazione terzo trimestre

Milioni di euro

	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	(84)	33	26	-	(25)
Ricavi intersettoriali	2	-	1	(3)	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	(82)	33	27	(3)	(25)
Margine operativo lordo	(113)	66	16	-	(31)
Ammortamenti e perdite di valore	160	14	7	-	181
Utile operativo	(273)	52	9	-	(212)

Europa

Dati operativi

Si segnala che nell'ambito della struttura organizzativa del Gruppo, il Sud Africa e l'India sono stati inclusi nell'Area Europa; inoltre le informazioni di seguito riportate includono i dati relativi al perimetro portoghese classificato come posseduto per la vendita.

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti operativi		
	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione
Idroelettrica	1.575	1.575	-	302	302	-
Geotermica	761	723	38	34	33	1
Eolica	3.819	3.397	422	177	172	5
Solare	269	269	-	83	83	-
Biomassa	44	23	21	5	4	1
Totale	6.468	5.987	481	601	594	7
- Italia	3.120	3.077	43	407	406	1
- Iberia	2.282	1.820	462	125	109	16
- Romania	534	534	-	13	13	-
- Grecia	308	308	-	50	50	-
- Francia	-	196	(196)	-	13	(13)
- India	172	-	172	3	-	3
- Sud Africa	10	10	-	1	1	-
- Bulgaria	42	42	-	2	2	-

La capacità installata netta registra un incremento di 481 MW rispetto al 30 settembre 2014 riconducibile principalmente alla maggiore capacità eolica (422 MW), derivante dall'acquisizione del controllo in alcuni progetti del portafoglio della collegata ENEOP (445 MW) e in alcuni progetti in India (172 MW), parzialmente compensata dalla cessione della capacità eolica in Francia (196 MW), all'incremento della capacità nel settore geotermico in Italia (38 MW) e della biomassa in Spagna (16 MW).

Produzione netta di energia (GWh)

	3° trimestre			Primi nove mesi		
	2015	2014	Variazione	2015	2014	Variazione
1.318	1.636	(318)	Idroelettrica	4.857	5.736	(879)
1.445	1.411	34	Geotermica	4.321	4.135	186
1.376	1.368	8	Eolica	5.204	5.433	(229)
115	110	5	Solare	290	248	42
47	29	18	Biomassa	143	77	66
4.301	4.554	(253)	Totale	14.815	15.629	(814)
<i>di cui:</i>						
2.992	3.339	(347)	- Italia	10.096	10.801	(705)
871	758	113	- Iberia	3.188	3.250	(62)
275	267	8	- Romania	1.011	879	132
145	115	30	- Grecia	438	375	63
-	56	(56)	- Francia	-	266	(266)
4	3	1	- Sud Africa	13	3	10
14	16	(2)	- Bulgaria	69	55	14

La produzione di energia nei primi nove mesi del 2015 ha registrato un decremento di 814 GWh rispetto al 30 settembre 2014 (15.629 GWh), sostanzialmente per effetto della minore disponibilità della risorsa idroelettrica in Italia (841 GWh), eolica in Spagna (116 GWh) nonché per la cessione della capacità eolica in Francia (266 GWh). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento della produzione geotermica (186 GWh) in Italia e solare (25 GWh) in Grecia e in Italia, in linea con la maggiore capacità installata, e da biomassa in Spagna (66 GWh) e della produzione eolica in Romania (123 GWh), Grecia (54 GWh) e Bulgaria (14 GWh) per effetto della maggiore disponibilità della risorsa.

Nel terzo trimestre del 2015 la produzione di energia elettrica ha invece registrato un decremento di 253 GWh rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (4.554 GWh) sostanzialmente per effetto della minore disponibilità della risorsa idroelettrica (313 GWh) ed eolica (68 GWh) in Italia, nonché per la cessione della capacità eolica in Francia (56 GWh). Tali effetti sono stati compensati dall'aumento della produzione geotermica in Italia (34 GWh) e da biomassa in Spagna (18 GWh), in linea con la maggiore capacità installata, e della produzione eolica in Iberia (101 GWh) e in Grecia (27 GWh) per effetto della maggiore disponibilità della risorsa.

Impianti non ancora operativi

Impianti in costruzione								
	MW				Numero di impianti			
	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	2014	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	2014
Idroelettrica	8	2	6	-	11	4	7	-
Geotermica	-	38	(38)	-	-	2	(2)	-
Eolica	207	22	185	20	4	2	2	2
Solare	314	-	314	149	4	-	4	2
Biomassa	16	21	(5)	21	4	5	(1)	5
Totale	545	83	462	190	23	13	10	9
- Italia	32	73	(41)	41	17	12	5	7
- Francia	-	10	(10)	-	-	1	(1)	-
- Sud Africa	513	-	513	149	6	-	6	2

Impianti autorizzati								
	MW				Numero di impianti			
	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	2014	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	2014
Idroelettrica	3	-	3	8	5	3	2	12
Eolica	154	207	(53)	199	7	3	4	2
Solare	-	314	(314)	165	-	4	(4)	2
Totale	157	521	(364)	372	12	10	2	16
- Italia	3	-	3	8	5	4	1	12
- Grecia	154	-	154	-	7	-	7	-
- Francia	-	8	(8)	-	-	-	-	-
- Sud Africa	-	513	(513)	364	-	6	(6)	4

I principali impianti in costruzione in Italia riguardano i settori biomassa, eolico e idroelettrico (principalmente il progetto di biomassa Finale Emilia per 15 MW e il progetto eolico Barile Venosa da 8 MW).

In Europa i principali impianti in costruzione in Sud Africa riguardano il settore solare (4 progetti per un totale di 314 MW) ed eolico (2 progetti per un totale di 199 MW).

I principali impianti autorizzati in Italia si riferiscono a progetti di rifacimento idroelettrici. In Europa il principale impianto autorizzato è presente in Grecia nel settore eolico (Kafireas 154 MW).

Risultati economici e patrimoniali

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2015	2014	Variazione		2015	2014	Variazione
384	468	(84)	Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.386	1.415	(29)
17	15	2	Ricavi intersettoriali	50	48	2
401	483	(82)	Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.436	1.463	(27)
221	334	(113)	Margine operativo lordo	939	998	(59)
(73)	200	(273)	Utile operativo	377	617	(240)
			Dipendenti a fine periodo (n.) ^(*) (1)	2.857	2.392	465
			Investimenti operativi ^(*)	398	252	146

(*) Rispettivamente al 30 settembre 2015 e al 31 dicembre 2014

(1) di cui 27 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici dei primi nove mesi del 2015

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 1.386 milioni di euro, evidenziano un decremento di 29 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi 2014 (1.415 milioni di euro) dovuto alla riduzione dei ricavi connessi alla vendita di energia (107 milioni di euro), principalmente riconducibile all'Italia (113 milioni di euro) per effetto della minore produzione idroelettrica, parzialmente compensato dall'incremento degli altri ricavi (78 milioni di euro); la variazione del periodo risente inoltre degli effetti derivanti dalla cessione di Enel Green Power France (26 milioni di euro), avvenuta a dicembre 2014. Gli altri ricavi dei primi nove mesi del 2015 (205 milioni di euro) si riferiscono principalmente agli effetti conseguenti all'acquisizione del controllo di 3Sun (132 milioni di euro) oltre all'iscrizione dell'indennizzo previsto dall'accordo con STM (12 milioni di euro) e al consolidamento di alcuni progetti del portafoglio del consorzio ENEOP (29 milioni di euro). Si evidenzia che gli altri ricavi dei primi nove mesi del 2014 (127 milioni di euro) si riferiscono principalmente agli effetti derivanti dall'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'"off take" della produzione della fabbrica 3Sun (95 milioni di euro).

Il "Margine operativo lordo", pari a 939 milioni di euro, registra un decremento di 59 milioni di euro, rispetto ai primi nove mesi 2014 (998 milioni di euro) e riflette l'andamento dei ricavi sopra descritto e l'incremento dei costi operativi principalmente per l'acquisizione del controllo di 3Sun (22 milioni di euro).

L'"Utile operativo", pari a 377 milioni di euro, evidenzia un decremento di 240 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi 2014 per effetto del citato decremento del margine operativo e della perdita di valore registrata sugli asset detenuti in Romania (155 milioni di euro), tenuto conto del perdurare delle incertezze nel quadro regolatorio e delle condizioni di mercato del paese.

La variazione del periodo tiene conto inoltre delle svalutazioni di alcuni crediti (12 milioni di euro) principalmente in Iberia e degli ammortamenti di 3Sun (8 milioni di euro) a seguito dell'acquisizione del controllo.

Risultati economici del terzo trimestre

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 384 milioni di euro, evidenziano un decremento di 84 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2014 dovuto alla riduzione degli altri ricavi (67 milioni di euro) e dei ricavi connessi alla vendita di energia (17 milioni di euro), principalmente riconducibile all'Italia (27 milioni di euro) per effetto della minore produzione idroelettrica.

Gli altri ricavi del terzo trimestre del 2015 (37 milioni di euro) si riferiscono principalmente agli effetti conseguenti all'acquisizione del controllo di alcuni progetti del portafoglio della collegata ENEOP (29 milioni di euro); si evidenzia che gli altri ricavi del terzo trimestre del 2014 (104 milioni di euro) si riferiscono principalmente agli effetti derivanti dall'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'"off take" della produzione della fabbrica 3Sun (95 milioni di euro).

Il "*Margine operativo lordo*", pari a 221 milioni di euro, registra un decremento di 113 milioni di euro, rispetto al terzo trimestre 2014 (334 milioni di euro) per effetto del citato decremento dei ricavi e dell'incremento dei costi operativi, principalmente per l'acquisizione del controllo in 3Sun (9 milioni di euro).

L'"*Utile operativo*", negativo per 73 milioni di euro, evidenzia un decremento di 273 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2014 (200 milioni di euro) per effetto del citato decremento del margine operativo lordo e della perdita di valore registrata sugli asset detenuti in Romania (155 milioni di euro), tenuto conto del peggioramento nei primi nove mesi del 2015 delle condizioni di mercato e regolatorie del paese.

Investimenti

Gli "*Investimenti*" dei primi nove mesi del 2015 ammontano a 398 milioni di euro (252 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014), di cui 179 milioni di euro realizzati in Italia (196 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014) e 219 milioni di euro nel Resto d'Europa (56 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014). Gli investimenti realizzati in Italia si riferiscono principalmente ad impianti geotermici per 76 milioni di euro (119 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014) e ad impianti idroelettrici per 48 milioni di euro (35 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014).

Nel resto d'Europa, gli investimenti si riferiscono principalmente alla realizzazione in Sud Africa di impianti eolici (76 milioni di euro) e solari (124 milioni di euro).

Eventi di rilievo

A completamento degli eventi già riportati nei "Fatti di rilievo" si riportano alcuni ulteriori eventi significativi per l'area Europa.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo parco eolico in Italia

20 febbraio 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di un nuovo parco eolico, nei comuni di Barile e Venosa, in Provincia di Potenza, in Basilicata.

Con una capacità installata totale di 8 MW l'impianto di Barile Venosa, una volta in esercizio, sarà in grado di generare fino a oltre 22 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 1.800 famiglie italiane, evitando così l'emissione in atmosfera di quasi 9 mila tonnellate di CO2 all'anno. Per la realizzazione degli impianti è richiesto un investimento di oltre 11 milioni di euro. L'impianto godrà per la durata di 20 anni di una tariffa incentivata che Enel Green Power si è aggiudicata attraverso la partecipazione all'asta dedicata del 2014.

Al via i lavori per tre nuovi impianti in Sud Africa

10 marzo 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di tre impianti fotovoltaici (Aurora, Paleisheuwel, Tom Burke) in Sud Africa.

Con una capacità installata di 82,5 MW, il parco fotovoltaico di Aurora, nella provincia del Northern Cape, una volta realizzato e messo in esercizio sarà in grado di generare fino a oltre 168 GWh all'anno,

equivalenti ai consumi di circa 53 mila famiglie sudafricane ed eviterà l'emissione in atmosfera di oltre 153 mila tonnellate di CO2 all'anno.

Il parco fotovoltaico di Paleisheuvel avrà una capacità installata di 82,5 MW e sarà costruito nella provincia del Western Cape. Una volta realizzato e messo in esercizio sarà in grado di generare fino a oltre 153 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 48 mila famiglie sudafricane, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 140 mila tonnellate di CO2 all'anno.

Con una capacità installata di 66 MW, il parco fotovoltaico di Tom Burke, situato nella provincia del Limpopo, una volta realizzato e messo in esercizio sarà in grado di generare fino a 122 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 38 mila famiglie sudafricane, evitando così ogni anno l'emissione in atmosfera di oltre 111 mila tonnellate di CO2.

L'energia prodotta dagli impianti sarà venduta all'*utility* sudafricana Eskom, in base al diritto di concludere contratti per la fornitura di energia che Enel Green Power si è aggiudicata nell'ottobre 2013 nella terza fase della gara REIPPPP per le energie rinnovabili, promossa dal Governo Sudafricano.

Enel Green Power firma un accordo con la giapponese Marubeni per le rinnovabili nella regione Asia - Pacifico

1° aprile 2015 - Enel Green Power e la società nipponica Marubeni Corporation ("Marubeni") hanno firmato un *Memorandum of Understanding* ("MoU") della durata di due anni per valutare congiuntamente potenziali opportunità di *business* nel settore delle rinnovabili, principalmente nella regione dell'Asia – Pacifico.

La collaborazione si concentrerà su progetti nel geotermico, eolico, solare e idroelettrico in particolar modo nelle Filippine, Thailandia, India, Indonesia, Vietnam, Malesia e Australia, nonché in altre aree che potranno essere individuate in una fase successiva. L'accordo prevede che vengano presi in considerazione soltanto progetti in fase di sviluppo, escludendo, pertanto, quelli in via di costruzione o già operativi.

Il MoU sarà implementato attraverso accordi di sviluppo mirati a stabilire la struttura dei progetti. Per ciascun accordo Enel Green Power e Marubeni creeranno una *joint venture* per realizzare, detenere e gestire i progetti individuati. La struttura di ciascuna *joint venture* assicurerà ad Enel Green Power la partecipazione di controllo.

In base al MoU, Enel Green Power e Marubeni creeranno anche un gruppo di lavoro congiunto per scambiarsi regolarmente informazioni e dati sulle opportunità di sviluppo dei progetti.

Marubeni è uno dei maggiori gruppi giapponesi integrati nel *trading* e investimenti, attivo nei settori dell'energia, alimentazione, chimica, minerario, albericoltura, ICT e immobiliare.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico in Sud Africa

17 aprile 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione del nuovo impianto eolico di Nojoli, nella provincia di Eastern Cape, in Sud Africa.

Con una capacità installata totale di 88 MW, il nuovo parco eolico sarà in grado di generare, una volta in esercizio, oltre 275 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di quasi 86 mila famiglie sudafricane, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 251 mila tonnellate di CO2 all'anno.

L'energia prodotta dal nuovo impianto sarà venduta all'*utility* sudafricana Eskom in base ad un contratto per la fornitura di energia di durata ventennale, che Enel Green Power si è aggiudicata, nel mese di ottobre 2013, nell'ambito del programma REIPPPP promosso dal Governo Sudafricano.

Enel Green Power entra in Turchia con l'aggiudicazione di energia solare in una gara pubblica

7 maggio 2015 - Enel Green Power ha fatto il suo ingresso nel mercato delle rinnovabili in Turchia dopo essersi aggiudicata, attraverso la società interamente controllata Vektor S.A, il diritto di concludere, con una controllata dell'utility turca TEIAS, un contratto per la fornitura di energia per 23 MW con il progetto fotovoltaico di Isparta. Enel Green Power si è aggiudicata tutti i 23 MW di capacità offerti da TEIAS in una gara pubblica per la regione Isparta nel sud-ovest della Turchia. L'energia prodotta dal nuovo impianto di Isparta sarà venduta ad una controllata dell'utility turca TEIAS come parte del regime di *feed-in-tariff* del governo turco.

Il parco di Isparta, che sarà completato ed entrerà in esercizio nel 2018, sarà in grado di generare oltre 35 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

Enel Green Power e Tesla insieme per lo sviluppo delle batterie per impianti eolici e fotovoltaici

12 maggio 2015- Enel Green Power e Tesla hanno finalizzato un accordo per testare l'integrazione dei sistemi stazionari di accumulo di energia Tesla negli impianti eolici e fotovoltaici di Enel Green Power. L'accordo mira ad aumentare la produzione degli impianti di Enel Green Power e a fornire servizi avanzati per una migliore integrazione delle energie rinnovabili con la rete. L'inizio della collaborazione tra le Società prevede la selezione di un primo sito pilota per l'installazione di un sistema di accumulo di Tesla da 1,5 MW di potenza e 3MWh di capacità di stoccaggio.

L'accordo rientra in un più ampio MoU esistente tra le due Società che prevede l'integrazione di sistemi di energia Tesla nel *business* Enel e lo sviluppo della mobilità elettrica, e si colloca inoltre nell'ambito del programma complessivo di sperimentazione di Enel Green Power sui sistemi di *storage* stazionario, con progetti pilota in fase avanzata di implementazione che coinvolgono altri importanti *player* mondiali del settore, quali Fiamm, General Electric, Samsung SDI e Toshiba.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto solare in Sud Africa

21 maggio 2015 - Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione del nuovo impianto solare di Pulida, nella provincia di Free State, in Sud Africa.

Con una capacità installata totale di 82,5 MW, il nuovo impianto solare sarà in grado di generare, una volta in esercizio, oltre 150 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di quasi 48 mila famiglie sudafricane, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 138 mila tonnellate di CO₂ all'anno. L'energia prodotta dal nuovo impianto sarà venduta all'utility sudafricana Eskom in base ad un contratto per la fornitura di energia di durata ventennale, che Enel Green Power si è aggiudicata, nel mese di ottobre 2013, nell'ambito del programma REIPPPP promosso dal Governo Sudafricano.

Entra in esercizio in Toscana il primo impianto al mondo che integra geotermia e biomassa

27 luglio 2015 – Enel Green Power ha collegato ed allacciato alla rete, presso la centrale geotermica "Cornia 2" nel Comune di Castelnuovo Val di Cecina, in Toscana, il primo impianto al mondo che utilizza la biomassa per surriscaldare il vapore geotermico con l'obiettivo di incrementare l'efficienza energetica e la produzione elettrica del ciclo geotermico. All'impianto geotermico esistente è stata affiancata una piccola centrale alimentata a biomasse vergini di "filiera corta", di origine forestale prodotte in un raggio di 70 km calcolato in linea d'aria dalla collocazione dell'impianto: grazie alla biomassa, il vapore in ingresso alla centrale è surriscaldato per passare da una temperatura iniziale compresa tra i 150 e i 160° a una di 370 – 380°, cosicché aumenta la potenza netta per la produzione di elettricità sia per la maggiore entalpia del vapore, sia per il rendimento del ciclo legato alla minore umidità nella fase di produzione. L'investimento di Enel Green Power è stato di oltre 15 milioni di euro. Si tratta di

un'innovazione tecnologica di grande valore perché è a impatto ambientale vicino allo zero, che integra un insediamento industriale già esistente, mantiene la totale rinnovabilità della risorsa e del ciclo e anzi coniuga due fonti rinnovabili per una produzione che apre nuovi scenari a livello internazionale.

La potenza di 5 MW incrementa la producibilità di oltre 30 GWh/anno e complessivamente, l'operazione consente un risparmio ulteriore di CO2 che supera le 13.000 tonnellate annue. Molto importante anche la ricaduta occupazionale che, tra gestione diretta e indiretta per il reperimento della risorsa nel processo di filiera corta, conta dai 35 ai 40 addetti. Altri benefici derivano dall'uso efficiente dei sottoprodotti agricoli e agroindustriali, dalla manutenzione ottimale del patrimonio forestale con conseguente prevenzione del rischio idrogeologico, dallo sviluppo sostenibile delle colture energetiche e dalla significativa disponibilità di calore di tipo co generativo.

Enel Green Power inaugura il primo impianto di storage per le rinnovabili in Italia

23 settembre – Enel Green Power ha inaugurato a Catania il primo impianto italiano di storage integrato con le fonti rinnovabili. Il sistema di accumulo di taglia 1MW/2MWh è stato collegato all'impianto fotovoltaico da 10 MWp di EGP, Catania 1.

Lo storage, che è parte integrante di Catania1, permette di aumentare la flessibilità di gestione e l'uniformità dei flussi energetici, riducendo l'intermittenza che caratterizza spesso alcune rinnovabili non programmabili, e fornendo al contempo servizi ancillari alla rete elettrica.

L'impianto di accumulo di Catania utilizza la tecnologia Durathon "sodium-metal halide" sviluppata da General Electric, con cui EGP ha siglato un accordo di partenariato tecnologico che prevede attività sperimentali per aumentare l'integrazione degli impianti di generazione alimentati da rinnovabili non programmabili. L'impianto di storage di Catania, in fase di sperimentazione da maggio 2015, ha permesso di testare per la prima volta sul campo l'utilizzo della batteria per ridurre gli sbilanciamenti tra previsione e reale produzione. Oltre all'impianto di Catania, è in fase avanzata di realizzazione Potenza Pietragalla, un parco eolico da 18 MW equipaggiato con batterie Samsung agli ioni di Litio, da 2MW/2MWh. Si tratta del primo impianto eolico in Italia integrato con un sistema storage e connesso alla rete di alta tensione. L'obiettivo di EGP è quello di trasferire il know-how acquisito in Italia anche ad altri suoi impianti all'estero, declinandone le applicazioni secondo i contesti e le possibilità di business specifiche. Sono allo studio possibili introduzioni di sistemi storage sia in Europa (Romania, Spagna) che in America Latina (Cile, Messico, Perù) e Nord America, nonché in altre aree del mondo in cui EGP è già presente o ha in corso attività di business development (Sud Africa, Kenya).

Enel Green Power entra in India con l'acquisizione della maggioranza di BLP Energy

24 settembre - Enel Green Power ha annunciato l'acquisizione di una quota di maggioranza di BLP Energy ("BLP"), utility-scale attiva nel solare ed eolico, controllata da Bharat Light & Power Pvt Ltd ("BLP Group"), per un corrispettivo totale di circa 30 milioni di euro. Con questa operazione Enel Green Power entra nel mercato delle rinnovabili indiano e per la prima volta nella regione Asia-Pacifico, raggiungendo così più di 10 GW di capacità installata netta a livello globale. Enel Green Power porta nel mercato indiano la più avanzata tecnologia rinnovabile e introduce best practices globali nell'engineering design e nello sviluppo di progetti, forte della sua presenza in 17 Paesi. BLP, una delle più importanti società di rinnovabili in India, attualmente possiede e gestisce impianti eolici negli stati di Gujarat e Maharashtra con una capacità installata complessiva di 172 MW e una produzione totale annuale di circa 340 GWh. La società possiede inoltre un portafoglio di circa 600 MW di progetti eolici in diverse fasi di sviluppo. BLP Group ha sede a Nuova Delhi e a Bangalore ed ha un team di professionisti con un background in rinnovabili, manufacturing, consulenza e servizi finanziari e un'ampia esperienza nelle attività tecniche, di sviluppo, operation and maintenance e finanziarie. Con un portafoglio di attività eolica già in funzione e una pipeline geograficamente diversificata di progetti solari ed eolici, l'acquisizione di una quota di

maggioranza di un produttore indipendente indiano di energia (Independent Power Producer, IPP) assicura forti prospettive di sviluppo insieme a una stabile posizione sul mercato. Questa acquisizione, completata in meno di un anno, è una delle più rapide operazioni portate a termine da EGP e dimostra la capacità del Gruppo di stare al passo con i trend di mercato ed entrare rapidamente in nuovi paesi, facendo leva sulla sua presenza ed esperienza globale per cogliere opportunità di mercato.

America Latina

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti operativi		
	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione
Idroelettrica	732	732	-	33	33	-
Eolica	1.143	651	492	21	13	8
Solare	178	32	146	9	2	7
Totale	2.053	1.415	638	63	48	15
- Panama	312	300	12	2	1	1
- Messico	499	297	202	9	7	2
- Guatemala	163	163	-	5	5	-
- Cile	586	304	282	10	5	5
- Brasile	388	296	92	33	27	6
- Uruguay	50	-	50	1	-	1
- Costa Rica	55	55	-	3	3	-

La capacità installata netta registra un incremento pari a 638 MW rispetto al 30 settembre 2014 principalmente nel settore eolico in Messico (202 MW), in Cile (160 MW), in Brasile (80 MW) e in Uruguay (50 MW) e nel settore solare in Cile (122 MW), in Panama (12 MW) e in Brasile (12 MW).

Produzione netta di energia (GWh)						
3° trimestre			Primi nove mesi			
2015	2014	Variazione		2015	2014	Variazione
1.032	906	126	Idroelettrica	2.804	2.271	533
797	257	540	Eolica	1.994	763	1.231
73	10	63	Solare	192	11	181
1.902	1.173	729	Totale	4.990	3.045	1.945
515	325	190	- Panama	1.479	796	683
354	218	136	- Messico	916	559	357
147	184	(37)	- Guatemala	382	482	(100)
470	287	183	- Cile	1.080	658	422
353	98	255	- Brasile	943	395	548
3	-	3	- Uruguay	3	-	3
60	61	(1)	- Costa Rica	187	155	32

La produzione di energia nei primi nove mesi del 2015 presenta un incremento sostanzialmente riconducibile alla maggior produzione eolica in Brasile (567 GWh), in Messico (379 GWh) e in Cile (276 GWh), principalmente per effetto della maggiore capacità installata, e solare in Cile (174 GWh). La produzione da fonte idroelettrica si incrementa prevalentemente per effetto della maggiore disponibilità della risorsa nella Repubblica di Panama (678 GWh) ed in Costa Rica (27 GWh), parzialmente compensata dal decremento registrato in Guatemala (100 GWh), in Cile (28 GWh) ed in Brasile (22 GWh).

Nel terzo trimestre 2015 la produzione di energia elettrica ha registrato un incremento principalmente riconducibile all'aumento della produzione eolica in Brasile (244 GWh), Messico (161 GWh) e Cile (115 GWh), solare in Cile (57 GWh) e idroelettrica nella Repubblica di Panama (186 GWh), solo in parte compensato dalla minore produzione idroelettrica registrata in Guatemala (37 GWh) e Messico (26 GWh).

Impianti non ancora operativi

Impianti in costruzione

	MW				Numero di impianti			
	al	al	Variazione	2014	al	al	Variazione	2014
	30.09.2015	30.09.2014			30.09.2015	30.09.2014		
Idroelettrica	152	152	-	152	4	4	-	4
Geotermica	38	-	38	-	1	-	1	-
Eolica	330	582	(252)	403	7	11	(4)	7
Solare	336	123	213	31	3	4	(1)	3
Totale	856	857	(1)	586	15	19	(4)	14
- Cile	486	282	204	79	6	5	1	2
- Messico	100	202	(102)	202	1	2	(1)	2
- Costa Rica	50	50	-	50	1	1	-	1
- Brasile	220	273	(53)	193	7	10	(3)	7
- Panama	-	-	-	12	-	-	-	1
- Uruguay	-	50	(50)	50	-	1	(1)	1

Impianti autorizzati

	MW				Numero di impianti			
	al	al	Variazione	2014	al	al	Variazione	2014
	30.09.2015	30.09.2014			30.09.2015	30.09.2014		
Eolica	593	28	565	52	4	1	3	2
Solare	254	23	231	347	1	3	(2)	5
Totale	847	51	796	399	5	4	1	7
- Cile	112	-	112	360	1	-	1	4
- Messico	129	-	129	39	1	-	1	-
- Brasile	606	39	567	-	3	3	-	3
- Panama	-	12	(12)	-	-	1	(1)	-

I principali impianti in costruzione sono presenti in Brasile nel settore eolico (Dois Riachos 30 MW e Damascena – Manicoba - Esperanca per 88 MW), idroelettrico (Apiacas 102 MW), in Cile nei settori solare (Carrera Pinto 97 MW, Pampa Norte 79 MW, Finis Terrae 160 MW), eolico (Los Buenos Aires 24 MW, Renaico 88 MW), geotermico (Cerro Pabellon 38 MW), in Costa Rica nel settore idroelettrico (Chucas 50 MW), in Messico nel settore eolico (Vientos del Altiplano 100 MW).

I principali impianti autorizzati sono presenti in Cile nel settore eolico (Sierra Gorda 112 MW), in Messico nel settore eolico (Palo Alto 129 MW), in Brasile nei settori eolico (Delfina 180 MW, Morro do Chapeu 172 MW) e solare (Ituverava 254 MW).

Risultati economici e patrimoniali

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2015	2014	Variazione		2015	2014	Variazione
159	126	33	Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	480	389	91
-	-	-	Ricavi intersettoriali	-	-	-
159	126	33	Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	480	389	91
108	42	66	Margine operativo lordo	274	127	147
77	25	52	Utile operativo	184	86	98
			Dipendenti a fine periodo (n.) ^(*)	1.036	875	161
			Investimenti operativi	1.104	603	501

(*) Rispettivamente al 30 settembre 2015 e al 31 dicembre 2014

Risultati economici dei primi nove mesi del 2015

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 480 milioni di euro, sono in incremento di 91 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi positivo per 55 milioni di euro) rispetto ai primi nove mesi del 2014, per effetto principalmente di un aumento dei ricavi connessi alla vendita di energia (87 milioni di euro), principalmente in Cile (51 milioni di euro), in Messico (16 milioni di euro), in Brasile (8 milioni di euro) e Costa Rica (8 milioni di euro), in linea con l'incremento della produzione.

Il "Margine operativo lordo", pari a 274 milioni di euro, registra un incremento di 147 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014 (tenuto anche conto di un effetto cambi positivo di 37 milioni di euro), per effetto del citato incremento dei ricavi e dal decremento dei costi operativi connessi all'acquisto di energia (pari a 110 milioni di euro) in Panama e Brasile, parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata in Brasile, Cile e Messico (pari a 43 milioni di euro).

L'"Utile operativo", pari a 184 milioni di euro, registra un incremento di 98 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2014 (pari a 86 milioni di euro), per effetto del citato incremento del margine operativo lordo, parzialmente compensato dall'incremento degli ammortamenti (pari a 39 milioni di euro) legati alla maggiore capacità installata ed adeguamenti di valore di specifici progetti principalmente in Cile (7 milioni di euro).

Risultati economici del terzo trimestre

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 159 milioni di euro, registrano un incremento di 33 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (pari a 126 milioni di euro), per l'effetto principalmente di un aumento dei ricavi connessi alla vendita di energia in Cile (20 milioni di euro) e Messico (6 milioni di euro), in linea con l'incremento della produzione, tenuto conto dell'effetto cambi positivo per 20 milioni di euro.

Il "Margine operativo lordo", pari a 108 milioni di euro, registra un incremento di 66 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (pari a 42 milioni di euro), tenuto conto di un effetto cambi positivo di 11 milioni di euro, principalmente riconducibile al citato incremento dei ricavi (33 milioni di euro) ed al decremento dei costi per acquisto di energia in Brasile e Panama (pari a 41 milioni

di euro), parzialmente compensato dall'incremento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata in Cile e Messico (7 milioni di euro).

L' "Utile operativo", pari a 77 milioni di euro, presenta un incremento di 52 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2014 (25 milioni di euro); il citato incremento del margine operativo lordo è stato infatti parzialmente compensato dai maggiori ammortamenti connessi alla maggiore capacità installata in Cile, Brasile e Messico (12 milioni di euro).

Investimenti

Gli "Investimenti" dei primi nove mesi del 2015 ammontano a 1.104 milioni di euro (603 milioni di euro nello stesso periodo dell'esercizio precedente) e si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti eolici in Brasile per 196 milioni di euro (107 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014), in Cile per 173 milioni di euro (108 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014), in Messico per 161 milioni di euro (159 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014) ed in Uruguay 42 milioni di euro (16 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014), ad impianti idroelettrici in Costa Rica per 101 milioni di euro (30 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014) ed in Brasile per 79 milioni di euro (29 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014), nonché ad impianti solari in Cile per 253 milioni di euro (144 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014), in Panama per 13 milioni di euro (non presenti nei primi nove mesi del 2014) e in Brasile per 22 milioni di euro (non presenti nei primi nove mesi del 2014) e ad impianti geotermici per 53 milioni di euro (non presenti nei primi nove mesi del 2014).

Eventi di rilievo

A completamento degli eventi già riportati nei "Fatti di rilievo" si riportano alcuni ulteriori eventi significativi per l'Area America Latina.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di due impianti fotovoltaici in Brasile

19 febbraio 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di due nuovi impianti fotovoltaici nella municipalità di Tacaratu, nello stato di Pernambuco, nel nord-est del Brasile. Nella stessa area, Enel Green Power possiede e gestisce Fontes dos Ventos, un impianto eolico da 80 MW, a cui, una volta costruiti, saranno collegati entrambi gli impianti fotovoltaici.

Con una capacità installata totale di 11 MW Fontes Solar I e II costituiscono il più grande parco fotovoltaico di Enel Green Power in Brasile e, una volta in esercizio, saranno in grado di generare fino a oltre 17 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 90 mila famiglie brasiliane, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 5 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

Per la realizzazione degli impianti è richiesto un investimento di circa 18 milioni di dollari USA.

A entrambi i progetti è associato un contratto d'acquisto ventennale dell'energia prodotta dagli impianti (PPA), che sarà consegnata ai clienti finali dello stato di Pernambuco, in base alla gara che Enel Green Power si è aggiudicata nel dicembre 2013.

Entrata in esercizio dell'impianto eolico di Talinay Poniente

11 marzo 2015 – Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete il parco eolico di Talinay Poniente situato nella regione di Coquimbo in Cile.

Il nuovo parco eolico, composto da 32 turbine eoliche, per una capacità installata totale di 61 MW, è in grado di generare fino a oltre 160 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 60 mila famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 130 mila tonnellate di CO₂. La realizzazione del parco eolico ha richiesto un investimento complessivo di circa 140 milioni di dollari statunitensi.

Al progetto sono associati contratti di vendita di energia per la fornitura di clienti regolati, in base alla gara, realizzata per il SIC (Sistema Interconnesso Centrale) da 26 aziende distributrici, che Enel Green Power si è aggiudicata a fine 2013.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione del nuovo impianto fotovoltaico di Pampa Norte in Cile

4 maggio 2015 - Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione del parco fotovoltaico di Pampa Norte, situato nel comune di Taltal, nella regione di Antofagasta, in Cile.

Con una capacità installata totale di 79 MW, il nuovo parco sarà in grado di generare, una volta in esercizio, più di 200 GWh all'anno, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 100 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

All'impianto sarà associato un contratto a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (PPA) con Empresa Nacional de Electricidad SA (Endesa Chile). L'energia generata dall'impianto sarà consegnata alla rete di trasmissione della regione centrale cilena SIC (Sistema Interconectado Central).

Enel Green Power: entra in esercizio un nuovo impianto fotovoltaico in Cile

5 maggio 2015 - Enel Green Power ha completato e connesso alla rete l'impianto fotovoltaico di Lalackama II nella regione di Antofagasta, in Cile.

Il nuovo impianto, con una capacità installata complessiva di 18 MW è in grado di generare circa 50 GWh all'anno, evitando così l'emissione in atmosfera di circa 23 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

All'impianto è associato un contratto di vendita dell'energia prodotta per la fornitura a clienti privati.

L'energia generata da Lalackama II sarà consegnata alla rete di trasmissione della regione centrale cilena SIC (Sistema Interconectado Central).

Enel Green Power entra in esercizio il primo impianto fotovoltaico a Panama

19 maggio 2015- Enel Green Power ha completato e connesso alla rete l'impianto di Chiriquí, il primo parco fotovoltaico della società a Panama. Chiriquí si trova a 400 km ad ovest di Panama City e a 90 km da Fortuna, l'impianto idroelettrico di Enel Green Power.

Con una capacità installata complessiva di 12 MW, l'impianto è in grado di generare oltre 19 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di più di 16 mila famiglie locali, evitando così l'emissione in atmosfera di circa 15 mila tonnellate di CO₂ all'anno. L'energia generata da Chiriquí sarà acquistata dall'impianto idroelettrico di Fortuna e contribuirà alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e dell'equilibrio dei prezzi del mercato elettrico di Panama, in particolare durante la stagione arida.

Chiriquí è costituito da 39.640 moduli fotovoltaici distribuiti su una superficie di 23.000 ettari. La capacità dell'impianto si aggiunge ai 300 MW che Enel Green Power gestisce già in Panama attraverso Fortuna, che nel 2014 ha generato circa 1,1 TWh.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico in Cile

9 luglio 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di un nuovo parco eolico, Los Buenos Aires, il primo della società nella regione di Bio-Bio, in Cile. L'impianto, detenuto da Enel Green Power Chile Ltda, avrà una capacità installata totale di 24 MW. Una volta in esercizio, Los Buenos Aires sarà in grado di generare oltre 86 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di circa 40 mila famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 41 mila tonnellate di CO₂ all'anno. Al progetto è associato un contratto a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (Power Purchase Agreement – PPA) con Empresa Nacional de Electricidad SA (Endesa Chile). La realizzazione dell'impianto, in linea con gli obiettivi di crescita dell'attuale piano industriale di Enel Green Power,

richiede un investimento complessivo di circa 55 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power. Los Buenos Aires sarà costruito nella municipalità di Los Angeles, 500 chilometri a sud di Santiago. L'energia generata dal parco sarà consegnata alla rete di trasmissione cilena SIC (Sistema Interconnesso Centrale).

Enel Green Power: entra in esercizio un nuovo impianto eolico in Messico

16 luglio 2015 – Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete il nuovo parco eolico di Dominica II in Messico, nello stato di San Luis Potosi. L'impianto aggiunge 100 MW a quello di Dominica I già in esercizio, portando così la capacità installata totale del complesso eolico a 200 MW. Il parco, situato nel Municipio di Charcas, è composto da 50 turbine da 2 MW ciascuna ed è in grado di generare oltre 250 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno annuale di circa 143 mila famiglie messicane, evitando l'emissione in atmosfera di circa 140 mila tonnellate di CO₂ all'anno. I due parchi insieme saranno in grado di produrre più di 510 GWh all'anno. La realizzazione di Dominica II ha richiesto un investimento complessivo di quasi 160 milioni di dollari statunitensi. L'investimento è stato in parte finanziato attraverso un prestito erogato da Banco Santander, con una copertura dell'Agenzia spagnola per il credito alle esportazioni, CESCE. Ai progetti di Dominica I e II sono associati contratti a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (Power Purchase Agreement - PPA) per la fornitura di energia.

Enel Green Power mette in esercizio il primo impianto ibrido in Brasile

31 agosto 2015 – Enel Green Power ha completato e connesso alla rete il primo impianto ibrido in Brasile, grazie all'entrata in esercizio di Fontes Solar I e II, i suoi primi impianti fotovoltaici in Brasile. I due impianti sono stati costruiti nelle adiacenze di Fontes dos Ventos, un impianto eolico già in esercizio, da 80 MW di capacità installata, con il quale sono combinati.

Fontes Solar I e II sono ubicati nello stato di Pernambuco, nel nord est del Brasile e, con una capacità installata totale di 11 MW, costituiscono il più grande complesso solare in Brasile. I due impianti sono in grado di produrre più di 17 GWh all'anno.

La combinazione di solare ed eolico assicurerà una produzione di energia più stabile e ridurrà l'impatto della variabilità delle condizioni atmosferiche. L'impianto ibrido produrrà così circa 340 GWh all'anno, sufficienti a soddisfare i consumi annuali di energia di circa 170 mila famiglie brasiliane.

Enel Green Power ha investito un totale di circa 18 milioni di dollari statunitensi per la costruzione di Fontes Solar I e II, ai quali è associato un contratto di vendita ventennale dell'energia prodotta (power purchase agreement - PPA) che la Società si è aggiudicata nella gara pubblica di dicembre 2013.

L'energia prodotta dagli impianti sarà consegnata allo Stato di Pernambuco.

Entra in esercizio il primo impianto in Uruguay

7 settembre 2015– Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete il parco eolico Melowind, il suo primo impianto in Uruguay da 50 MW di capacità installata, situato nella zona di Cerro Largo, a circa 320 chilometri dalla capitale Montevideo con un investimento di circa 98 milioni di dollari statunitensi.

L'impianto è in grado di produrre più di 200 milioni di chilowattora all'anno, equivalenti ai consumi di circa 74 mila famiglie uruguayane, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 62 mila tonnellate di CO₂.

Melowind è caratterizzato da un "load factor" del 47%, equivalente a più di 4.100 ore di produzione all'anno.

L'elettricità prodotta da Melowind sarà venduta a UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas), la società statale per la trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica in Uruguay, grazie a un "Power Purchase Agreement" (PPA) della durata di venti anni, già firmato.

Nord America

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti operativi		
	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione
Idroelettrica	316	317	(1)	62	63	(1)
Eolica	1.666	1.666	-	29	29	-
Geotermica	72	72	-	3	3	-
Solare	28	28	-	3	3	-
Totale	2.082	2.083	(1)	97	98	(1)

Produzione netta di energia (GWh)						
3° trimestre			Primi nove mesi			
2015	2014	Variazione	2015	2014	Variazione	
159	140	19	634	683	(49)	Idroelettrica
1.237	1.101	136	4.112	3.840	272	Eolica
75	74	1	284	292	(8)	Geotermica
13	13	-	36	37	(1)	Solare
1.484	1.328	156	5.066	4.852	214	Totale

L'incremento della produzione di energia nei primi nove mesi del 2015 è principalmente da ricondurre alla maggiore disponibilità della risorsa eolica, parzialmente compensata da una flessione della produzione idroelettrica e geotermica a fronte di una minore risorsa.

Nel terzo trimestre 2015 la crescita della produzione è stata realizzata principalmente nel settore eolico ed idroelettrico.

Impianti non ancora operativi

Impianti in costruzione									
	MW				Numero di impianti				
	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	2014	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	2014	
Eolica	274	-	274	200	2	-	2	1	
Totale	274	-	274	200	2	-	2	1	

I principali impianti in costruzione nel settore eolico sono Goodwell (200 MW) e Little Elk (74 MW).

Impianti autorizzati									
	MW				Numero di impianti				
	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	2014	al 30.09.2015	al 30.09.2014	Variazione	2014	
Eolica	-	274	(274)	74	-	2	(2)	1	
Totale	-	274	(274)	74	-	2	(2)	1	

Risultati economici e patrimoniali

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2015	2014	Variazione		2015	2014	Variazione
106	80	26	Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su	376	280	96
1	-	1	Ricavi intersettoriali	1	-	1
107	80	27	Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	377	280	97
63	47	16	Margine operativo lordo	257	192	65
23	14	9	Utile operativo	119	110	9
			Dipendenti a fine periodo (n.) ^(*)	369	342	27
			Investimenti operativi ^(*)	195	205	(10)

(*) Rispettivamente al 30 settembre 2015 e al 31 dicembre 2014

Risultati economici dei primi nove mesi del 2015

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 376 milioni di euro, registrano un incremento di 96 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi positivo per 67 milioni di euro) rispetto ai primi nove mesi del 2014 (280 milioni di euro) per effetto principalmente dei maggiori ricavi per vendita di energia elettrica (30 milioni di euro) e da *tax partnership* (32 milioni di euro), in linea con l'incremento della produzione, e dell'incremento degli altri ricavi (34 milioni di euro) inclusivi degli effetti della cessione di alcuni asset.

Il "Margine operativo lordo", pari a 257 milioni di euro, registra un incremento di 65 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi positivo di 46 milioni di euro) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (192 milioni di euro) per effetto principalmente del citato incremento dei ricavi, parzialmente compensato dall'incremento dei costi del personale e operativi connessi principalmente alla maggiore capacità installata.

L'"Utile operativo", pari a 119 milioni di euro, è in incremento di 9 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014 (pari a 110 milioni di euro). Il citato incremento del margine operativo lordo (65 milioni di euro) è stato infatti quasi interamente compensato dai maggiori ammortamenti del periodo (20 milioni di euro) riconducibili alla maggiore capacità installata ed alle perdite di valore (34 milioni di euro) legate agli adeguamenti di valore di alcuni specifici progetti.

Risultati economici del terzo trimestre

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 106 milioni di euro, registrano un incremento di 26 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2014 (80 milioni di euro) per effetto principalmente dei ricavi per vendita di energia elettrica (12 milioni di euro) e da *tax partnership* (10 milioni di euro), tenuto conto dell'effetto cambi positivo per 19 milioni di euro, e dell'incremento degli altri ricavi (pari a 4 milioni di euro).

Il "Margine operativo lordo", pari a 63 milioni di euro, registra un incremento di 16 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (47 milioni di euro), tenuto conto di un effetto cambi positivo di 10 milioni di euro principalmente riconducibile al citato incremento dei ricavi, parzialmente compensato dall'incremento dei costi operativi e del personale connessi principalmente alla maggiore capacità installata.

L' "Utile operativo", pari a 23 milioni di euro, registra un incremento di 9 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2014 (pari a 14 milioni di euro) per effetto del citato incremento del margine operativo lordo parzialmente compensato dall'incremento degli ammortamenti e di adeguamenti di valore di alcuni specifici progetti (6 milioni di euro).

Investimenti

Gli "Investimenti" dei primi nove mesi del 2015 sono pari a 195 milioni di euro (205 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014) e si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti eolici per 184 milioni di euro (196 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014).

Si segnala inoltre che gli investimenti operativi includono contributi per 3 milioni di euro.

Eventi di rilievo

A completamento degli eventi già riportati nei "Fatti di rilievo" si riportano alcuni ulteriori eventi significativi per l'Area Nord America.

Enel Green Power estende l'accordo quadro con Vestas per lo sviluppo di ulteriore capacità eolica in USA

12 gennaio 2015 - Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America Inc. (EGP-NA), ha esteso l'accordo quadro finalizzato allo sviluppo di impianti eolici in USA sottoscritto con Vestas alla fine del 2013. Tale accordo prevedeva la fornitura da parte della società danese di turbine eoliche che hanno sostenuto e continueranno a supportare il successo della crescita di EGP-NA negli Stati Uniti. La capacità eolica ancora da sviluppare prevista dall'accordo originario, unitamente a quella inclusa nell'estensione dell'accordo, consentirà a EGP-NA la qualificazione per i "Federal Production Tax Credits" (PTC) di futuri progetti eolici fino a circa 1 GW di capacità complessiva. La capacità di EGP-NA di qualificarsi per questi incentivi federali è il risultato dei rilevanti investimenti effettuati in maniera continuativa dalla società negli Stati Uniti e della decisione del Congresso Usa di estendere i PTC, come parte del "Tax Increase Prevention Act" del 2014, divenuto legge nel mese di dicembre 2014.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico negli Usa

24 marzo 2015 – Enel Green Power, attraverso la sua controllata EGP-NA, ha avviato i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico in Oklahoma, USA. Il parco di Little Elk, situato nelle contee di Kiowa e Washita, vicino a quello di Rocky Ridge (150 MW), con una capacità installata totale di 74 MW, sarà in grado di generare, una volta in esercizio, fino a 330 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di oltre 27 mila famiglie americane, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 150 mila tonnellate di CO2 all'anno. La realizzazione del parco eolico richiede un investimento complessivo di circa 130 milioni di dollari statunitensi. All'impianto, la cui entrata in esercizio è prevista per fine 2015, è associato un contratto d'acquisto dell'energia che sarà prodotta (PPA), della durata di 25 anni, con la People's Electric Cooperative of Oklahoma (PEC).

Enel Green Power aggiunge nuova capacità eolica negli Stati Uniti

16 luglio 2015 – Enel Green Power S.p.A., attraverso la sua controllata Enel Green Power North America Inc., ha completato e allacciato alla rete il nuovo parco eolico di Osage, nell'omonima contea, in Oklahoma. Il nuovo parco, detenuto da Osage Wind, LLC, al 50% di proprietà di EGP-NA, con una capacità installata totale di 150 MW è grado di generare oltre 620 GWh all'anno, equivalenti ai consumi annuali di più di 53 mila famiglie americane, evitando l'emissione in atmosfera di quasi 300 mila tonnellate di CO2 all'anno.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il 2015 è un anno sfidante per il Gruppo chiamato ad arginare la contrazione dei prezzi sui principali mercati europei. Enel Green Power ha pianificato un incremento della capacità installata prevalentemente in quei paesi emergenti caratterizzati da abbondanti risorse rinnovabili, stabilità del sistema regolatorio ed elevata crescita economica, attraverso un *mix* equilibrato di tecnologie.

Nel corso del quarto trimestre 2015 inoltre si proseguirà nella ricerca di nuove opportunità di crescita in paesi con un ampio potenziale di sviluppo, sempre con l'obiettivo di incrementare la diversificazione geografica e massimizzare il valore creato.

Contestualmente alla crescita, il Gruppo proseguirà nell'azione di razionalizzazione dei costi operativi attraverso una gestione diretta ed efficiente del parco impianti, massimizzazione della disponibilità attraverso l'ottimizzazione degli interventi e il perseguimento di economie di scala in modo particolare nell'ambito del *procurement*.

Nel mese di settembre 2015 Enel Green Power ha firmato un accordo per la cessione del parco impianti portoghese, a seguito di un'attenta valutazione della convenienza dell'operazione. L'operazione si inquadra nell'ambito delle azioni intraprese dalla società per cogliere opportunità di creazione di valore attraverso una gestione attiva del proprio portafoglio di *asset*.

Tra le operazioni intraprese per cogliere opportunità di creazione di valore, nel mese di ottobre 2015 Enel Green Power ha siglato con F2i un accordo per la creazione di una *joint venture* nel fotovoltaico in Italia, con l'obiettivo di aggregare impianti fotovoltaici operativi detenuti da istituzioni finanziarie e operatori privati. Mediante la *joint venture* Enel Green Power ritiene di poter creare valore attraverso la riduzione dei costi di gestione, l'ottimizzazione dell'*energy management* e della leva finanziaria grazie ad un contesto di mercato caratterizzato da tassi di interesse bassi.

Il Gruppo è inoltre entrato nella regione Asia-Pacifico mediante l'acquisizione di una quota di maggioranza di BLP Energy, *utility-scale* attiva nel solare ed eolico indiano. L'operazione potrà offrire opportunità di ulteriore espansione in Asia, grazie ad una *pipeline* geograficamente diversificata di progetti solari ed eolici.

Nel contesto della sempre maggiore rilevanza delle energie rinnovabili quale business ad alto potenziale di crescita, sono all'esame dei rispettivi Consigli di Amministrazione alcune ipotesi di integrazione societaria delle attività di Enel Green Power all'interno di Enel Spa.

Enel Green Power proseguirà inoltre il proprio impegno nel settore della ricerca e dello sviluppo di tecnologie innovative, ponendo la massima attenzione alle problematiche ambientali e alla *safety*.

Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2015

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	Primi nove mesi	
		2015	2014
Totale ricavi	4.a	2.258	2.016
Totale costi	4.b	1.562	1.271
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al <i>fair value</i>	4.c	(16)	68
UTILE OPERATIVO		680	813
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	4.d	(65)	(9)
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	4.e	(161)	(181)
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.f	8	30
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE		462	653
Imposte	4.g	133	216
Risultato delle <i>continuing operations</i>		329	437
Risultato delle <i>discontinued operations</i> (*)		-	(5)
UTILE DEL PERIODO		329	432
- Quota di pertinenza di Gruppo		245	395
- Interessenze di minoranza		84	37
<i>Utile per azione: base e diluito (in euro)</i>		<i>0,05</i>	<i>0,08</i>
<i>Utile delle continuing operations: base e diluito (in euro)</i>		<i>0,05</i>	<i>0,08</i>
<i>Utile delle discontinued operations: base e diluito (in euro)</i>		<i>0,00</i>	<i>0,00</i>

(*) Il risultato delle discontinued operations è interamente di pertinenza del Gruppo.

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2015	2014
Utile del periodo rilevato a Conto economico	329	432
Altre componenti di conto economico complessivo:		
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) del periodo (a)	-	-
Utile/(Perdita) su derivati cash flow hedge	(7)	(40)
Quota di utile/(perdita) rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	5	(15)
Utile/(Perdita) da differenze cambio	35	339
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) del periodo (b)	33	284
Utile/(Perdita) del periodo rilevato direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale) (a+b)	33	284
Totale utile rilevato nel periodo	362	716
- Quota di pertinenza del Gruppo	269	663
- Interessenze di minoranza	93	53

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	Note	al 30.09.2015	al 31.12.2014
ATTIVITÀ			
Attività non correnti	5.a		
Attività materiali e immateriali		15.901	14.707
Avviamento		663	871
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		181	323
Altre attività non correnti	(1)	807	919
	[Totale]	17.552	16.820
Attività correnti	5.b		
Rimanenze		253	184
Crediti commerciali		521	440
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		359	335
Altre attività correnti	(2)	682	1.019
	[Totale]	1.815	1.978
Attività possedute per la vendita	5.c	1.112	-
TOTALE ATTIVITÀ		20.479	18.798
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto del Gruppo		7.969	7.835
Interessenze di minoranza		1.464	1.094
TOTALE PATRIMONIO NETTO	5.d	9.433	8.929
Passività non correnti	5.e		
Finanziamenti a lungo termine		5.682	6.035
Fondi diversi e passività per imposte differite		935	878
Altre passività non correnti		268	288
	[Totale]	6.885	7.201
Passività correnti	5.f		
Finanziamenti a breve termine e Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		2.184	1.188
Debiti commerciali		866	888
Altre passività correnti		556	592
	[Totale]	3.606	2.668
Passività possedute per la vendita	5.g	555	-
TOTALE PASSIVITÀ		11.046	9.869
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		20.479	18.798

(1) di cui crediti finanziari e titoli a m/l termine pari a 80 milioni di euro al 30 settembre 2015 (425 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

(2) di cui crediti finanziari e titoli a breve termine pari a 82 milioni di euro al 30 settembre 2015 (425 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Milioni di euro	Altre riserve							Utile del periodo di Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Interessenze di minoranza	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Riserva di traduzione	Riserva per benefici ai dipendenti	Altre riserve diverse	Totale altre riserve				
Al 1° gennaio 2014	1.000	(8)	(10)	(212)	(5)	5.997	5.762	528	7.290	973	8.263
Allocazione risultato dell'esercizio precedente	-	-	-	-	-	528	528	(528)	-	-	-
Dividendi	-	-	-	-	-	(160)	(160)	-	(160)	(8)	(168)
Variazione area di consolidamento e altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	38
Conto economico complessivo	-	(35)	(5)	308	-	-	268	395	663	53	716
<i>di cui</i>											
- Utile rilevato direttamente a patrimonio netto	-	(35)	(5)	308	-	-	268	-	268	16	284
- Utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	395	395	37	432
Al 30 settembre 2014	1.000	(43)	(15)	96	(5)	6.365	6.398	395	7.793	1.056	8.849

Milioni di euro	Altre riserve							Utile del periodo di Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Interessenze di minoranza	Totale patrimonio netto	
	Capitale sociale	Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Riserva di traduzione	Riserva per benefici ai dipendenti	Riserva per operazioni su non controlling interest	Altre riserve diverse					Totale altre riserve
Al 1° gennaio 2015	1.000	(42)	(18)	167	(8)	-	6.377	6.476	359	7.835	1.094	8.929
Allocazione risultato dell'esercizio precedente	-	-	-	-	-	-	359	359	(359)	-	-	-
Dividendi	-	-	-	-	-	-	(160)	(160)	-	(160)	(26)	(186)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	25	-	25	-	25	-	25
Variazione area di consolidamento e altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	303	303
Conto economico complessivo	-	(9)	5	28	-	-	-	24	245	269	93	362
<i>di cui</i>												
- Utile rilevato direttamente a patrimonio netto	-	(9)	5	28	-	-	-	24	-	24	9	33
- Utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	245	245	84	329
Al 30 settembre 2015	1.000	(51)	(13)	195	(8)	25	6.576	6.724	245	7.969	1.464	9.433

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2015	2014
Utile prima delle imposte	462	653
Risultato prima delle imposte <i>discontinued operations</i>	-	(5)
Rettifiche per:		
Ammortamenti e perdite di valore	790	504
(Proventi)/Oneri finanziari netti da contratti derivati	65	8
Altri (proventi)/oneri finanziari netti	161	182
Variazione delle rimanenze, dei crediti e dei debiti commerciali	(210)	(332)
Interessi attivi/(passivi) e altri proventi/(oneri) finanziari incassati/(pagati)	(271)	(235)
Altri movimenti	(399)	(366)
Flusso di cassa da attività operativa (a)	598	409
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.697)	(1.060)
Investimenti in imprese o rami di imprese al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(35)	(125)
Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti	32	23
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	(27)	(32)
Flusso di cassa da attività di investimento (b)	(1.727)	(1.194)
Nuove emissioni ed altre variazioni nette di debiti finanziari	1.136	954
Dividendi pagati	(199)	(173)
Incassi/(Esborsi) per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest	335	-
Apporti netti di capitale proprio da terzi	20	-
Flusso di cassa da attività di finanziamento (c)	1.292	781
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)	(3)	10
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)	160	6
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	(*) 335	337
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo	(**) 495	343

(*) di cui disponibilità liquide delle "Attività classificate come possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 1° gennaio 2014 *restated*.

(**) di cui disponibilità liquide delle "Attività classificate come possedute per la vendita" pari a 136 milioni di euro al 30 settembre 2015.

Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2015

1. Principi contabili e criteri di valutazione

La società Enel Green Power SpA, operante nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare da fonte idroelettrica, eolica, geotermia, solare e da altre fonti, ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 125. Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2015 comprende le situazioni contabili di Enel Green Power SpA e delle sue controllate e le interessenze di partecipazione del Gruppo in società collegate e joint venture ("il Gruppo").

La pubblicazione del presente Resoconto intermedio di gestione è stata autorizzata dagli Amministratori in data 12 novembre 2015.

Conformità agli IAS/IFRS

Il Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2015, incluso nel Resoconto intermedio di gestione, 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 sintetico, dal Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo, dalla Situazione patrimoniale consolidata sintetica, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato sintetico nonché dalle relative note illustrative. Il bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2015 non contiene tutte le informazioni richieste per il bilancio consolidato annuale e, pertanto, va letto unitamente al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014.

Pur avendo il Gruppo Enel Green Power adottato 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, il presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2015 è stato eccezionalmente redatto in osservanza di tale principio, in vista di una possibile inclusione di tali dati nella documentazione da predisporre ai fini di alcune operazioni straordinarie.

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2015 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, ad eccezione di quanto di seguito rappresentato.

Ad integrazione dei principi contabili adottati per la redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, si riportano di seguito le modifiche ai principi esistenti e l'interpretazione, rilevanti per il Gruppo, di prima adozione al 1° gennaio 2015:

- > "IFRIC 21 – *Tributi*", tratta la contabilizzazione di una passività relativa al pagamento di un tributo, che non rientra nell'ambito applicativo di altri principi (ad esempio, le imposte sul reddito) e diverso da multe o sanzioni dovute per violazione di leggi, imposto dallo Stato o, in generale, da enti governativi, locali, nazionali o internazionali. In particolare, l'interpretazione dispone che la predetta passività debba essere rilevata in bilancio quando si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo, così come definito dalla legislazione. Qualora il fatto vincolante si verifichi lungo un determinato arco temporale (per esempio, la generazione di ricavi in un determinato periodo di tempo), la passività deve essere rilevata progressivamente. Se l'obbligazione a pagare un tributo scaturisce dal raggiungimento di una soglia minima (per esempio, il raggiungimento di un ammontare minimo di ricavi generati), la corrispondente passività è rilevata nel momento in cui tale soglia è raggiunta. L'applicazione delle nuove disposizioni non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato abbreviato;

- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011 – 2013”, contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - > “IFRS 3 – Aggregazioni aziendali”; la modifica chiarisce che l’IFRS 3 non si applica al bilancio di un joint arrangement nel contabilizzare la costituzione dell’accordo stesso;
 - > “IFRS 13 – Valutazione del fair value”; la modifica chiarisce che l’eccezione prevista dal principio di valutare le attività e le passività finanziarie basandosi sull’esposizione netta di portafoglio (“the portfolio exception”) si applica a tutti i contratti che rientrano nell’ambito di applicazione dello IAS 39 o IFRS 9 anche se non soddisfano i requisiti previsti dallo IAS 32 per essere classificati come attività o passività finanziarie;
 - > “IAS 40 – Investimenti immobiliari”; la modifica chiarisce che è necessario il giudizio del management per determinare se l’acquisizione di un investimento immobiliare rappresenti l’acquisizione di un asset o gruppo di asset o di una business combination secondo quanto disposto dall’IFRS 3. Tale giudizio deve essere in linea con le applicazioni supplementari dell’IFRS 3.

Il “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011 – 2013”, ha modificato le Basis for Conclusion del principio “IFRS 1 – Prima adozione degli *international financial reporting standards*” per chiarire che un *first-time adopter* può adottare un nuovo IFRS, la cui adozione non è ancora obbligatoria, se l’IFRS permette un’applicazione anticipata.

Uso di stime

La redazione del Bilancio consolidato 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 abbreviato, coerentemente con l’ultimo Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, 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 e giudizi del *management*” contenuto nella Nota 2 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014.

Rideterminazione dei dati comparativi al 30 settembre 2014

A seguito delle mutate modalità di classificazione dei costi per acquisto energia nonché degli impatti economici dei contratti derivati e dei relativi *fair value*, volte all'applicazione delle migliori prassi riscontrabili nel settore e a favorire la chiarezza del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2015, si è proceduto ad effettuare delle riclassifiche di alcune voci incluse negli schemi di Conto economico consolidato sintetico e di Rendiconto finanziario consolidato sintetico, con l'obiettivo di maggiore comparabilità dei dati per i due periodi a confronto.

In particolare, con riferimento ai dati del Conto Economico consolidato sintetico dei primi nove mesi del 2014 si è proceduto alle seguenti riclassifiche:

- > dei costi per acquisto di altri materiali, pari a 41 milioni di euro, inclusi nella voce "Materie prime e materiali di consumo" del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2014 alla voce "Servizi e altri materiali";
- > dei proventi da contratti derivati, pari a 6 milioni di euro, inclusi nella voce "Proventi/(Oneri) finanziari netti" del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2014 alla voce "Proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati";
- > degli oneri da contratti derivati, pari a 15 milioni di euro, inclusi nella voce "Proventi/(Oneri) finanziari netti" del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2014 alla voce "Proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati".

Le riclassifiche alla voce "Proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati" hanno interessato lo schema di Rendiconto finanziario consolidato sintetico per gli stessi ammontari.

2. Principali variazioni dell'area di consolidamento

Esercizio 2014

- > Acquisizione, in data 12 maggio 2014, di un'ulteriore quota del 26% nel capitale di Buffalo Dunes Wind Project, consolidata con il metodo del patrimonio netto in base alla quota azionaria precedentemente detenuta (49%). Conseguentemente, a partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale;
- > acquisizione, nel corso del secondo trimestre 2014, del 100% della società Aurora Distributed Solar, società operante nello sviluppo di impianti solari in Nord America;
- > cessione nel primo semestre 2014 di alcune partecipate portoghesi operanti nel settore della cogenerazione;
- > acquisizione, in data 22 luglio 2014, della rimanente quota della partecipazione detenuta da Sharp in Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl (adesso Enel Green Power Solar Energy Srl "ESE"), *joint venture* precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto. Conseguentemente, a partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale;
- > acquisizione, nel secondo semestre 2014, di una quota del 50% della società Osage Wind LLC, titolare di un progetto di sviluppo eolico per 150 MW. La società detenuta in *joint control* è consolidata con il metodo del patrimonio netto;
- > acquisizione, nel corso del quarto trimestre 2014, del 100% di 6 società titolari di altrettanti progetti di sviluppo eolico negli Stati Uniti;
- > cessione, in data 12 dicembre 2014, dell'intera partecipazione di LaGeo (36,2%), società consolidata con il metodo del patrimonio netto, a Inversiones Energéticas S.A. de C.V., già azionista di maggioranza della società;
- > cessione, in data 18 dicembre 2014, della partecipazione di Enel Green Power France S.a.s., società interamente controllata, a Boralex EnR S.a.s..

Primi nove mesi del 2015

Acquisizione del 66,7% di 3Sun

In data 6 marzo 2015, EGP ha completato l'acquisto da STMicroelectronics ("STM") e Sharp dell'ulteriore quota del 66,7% nel capitale di 3Sun attuando l'accordo siglato con gli stessi nel mese di luglio 2014 come già descritto nella sezione "Fatti di rilievo 2014" della Relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2014.

A tal riguardo si evidenzia che l'accordo con STM ha previsto anche il versamento da parte della stessa a EGP di un importo pari a 12 milioni di euro, che ha comportato il disimpegno di STM da ogni obbligo associato alla partecipazione alla *joint venture* e nei confronti di EGP.

A valle dell'operazione, 3Sun risulta detenuta totalmente dal Gruppo ed è stata consolidata integralmente (precedentemente era valutata secondo il metodo del patrimonio netto).

In base a quanto previsto dall'IFRS3 *Revised* tale operazione ricade nella fattispecie di un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi (*step-up acquisition*) e, pertanto, l'interessenza precedentemente detenuta è stata rimisurata al *fair value*, con effetti a Conto economico alla data di acquisizione. Al 30 settembre 2015 il processo di allocazione del costo di acquisto al *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, non è ancora definitivo.

I valori determinati in via provvisoria sono di seguito riepilogati:

Milioni di euro	
Attività nette acquisite dopo l'allocazione provvisoria	130
Valore della <i>business combination</i>:	
- valore contabile dell'interessenza detenuta alla data di acquisizione	(2)
- rimisurazione al fair value dell'interessenza detenuta alla data di acquisizione	45
- costo dell'acquisizione effettuata nel 2015	-
Totale	43
Negative goodwill	(87)

In attesa del completamento del processo di *Purchase Price Allocation*, nella seguente tabella sono esposti i *fair value* provvisori delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, alla data di acquisizione:

Milioni di euro		valori provvisori alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari		122
Attività immateriali		7
Crediti per imposte anticipate		99
Altre attività correnti e non correnti		93
Totale attività		321
Patrimonio netto di Gruppo		130
Debiti finanziari		140
Debiti commerciali		25
Passività per imposte differite e altre passività		26
Totale patrimonio netto e passività		321

Aggregazioni aziendali in Sud Africa

Nel corso dei primi nove mesi del 2015 il Gruppo nella quarta fase della gara del REIPPPP (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme) si è aggiudicato contratti per l'avvio di nuovi progetti eolici in Sud Africa per una capacità installata complessiva pari a 705 MW.

Tale evento ha comportato l'acquisizione di alcuni progetti, rappresentativi di *business*, ed è stata trattata in conformità con le disposizioni dell'IFRS3 *Revised*.

Il corrispettivo di ciascuna di tali operazioni, considerata come un'aggregazione aziendale, prevede una componente fissa e una *contingent consideration*. L'*excess cost* identificato è stato provvisoriamente allocato alle attività immateriali per un importo pari a 56 milioni di euro.

Si precisa che il Gruppo procederà all'identificazione del *fair value* delle attività e passività acquisite, nonché delle passività potenziali assunte, entro i dodici mesi successivi alla data dell'acquisizione.

Acquisizione del 68% di BLP Energy

In data 24 settembre 2015 il Gruppo ha acquisito una quota di controllo pari al 68% nel capitale di BLP Energy ("BLP"), società operante nel settore delle rinnovabili in India, che detiene impianti eolici per una capacità installata complessiva di 172 MW e una produzione totale annuale di circa 340 GWh.

L'operazione si configura come un'aggregazione aziendale ed è stata trattata in conformità con le disposizioni dell'IFRS 3 *Revised*.

Si precisa che si procederà all'identificazione dei *fair value* definitivi delle attività e passività acquisite, nonché delle passività potenziali assunte, entro i dodici mesi successivi alla data dell'acquisizione.

Vengono riepilogati di seguito gli effetti dell'operazione:

Milioni di euro	
Immobili, impianti e macchinari	76
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	15
Avviamento	3
Altre attività correnti e non correnti	4
TOTALE ATTIVITA'	98
Debiti finanziari	62
Altre passività correnti e non correnti	3
TOTALE PASSIVITA'	65
Patrimonio netto di terzi	10
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	23
Avviamento	6
Valore dell'operazione	29
Disponibilità liquide	15
Effetto cassa	14

Riattribuzione ai soci del Consorzio ENEOP dei relativi asset

Nel corso del 2015, Enel Green Power SpA (EGP) attraverso le sue controllate spagnole e portoghesi ha avviato un processo di separazione delle attività del consorzio ENEOP, nel quale deteneva una interessenza di collegamento pari al 40%. Nel mese di settembre 2015, EGP ha siglato un accordo con gli altri soci del consorzio mediante il quale ciascuno degli stessi ha acquisito il controllo su uno specifico portafoglio di impianti già identificato secondo le previsioni di uno "*split agreement*" sottoscritto in esercizi precedenti; in particolare il portafoglio di *asset* assegnato a EGP ha una capacità installata netta pari a circa 445 MW. Il Gruppo ha quindi acquisito dagli altri soci un'ulteriore quota del 60% (pari a 96 milioni di euro) relativa al proprio portafoglio, con conseguente ottenimento del controllo (*step-acquisition*), a fronte della cessione dell'interessenza del 40% degli *asset* destinati agli altri consorziati (pari a circa 80 milioni di euro complessivi) e del riconoscimento di una *cash compensation* per riequilibrare i pesi dei diversi portafogli.

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

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche <i>Fair Value e Cash Compensation</i>	Valori rilevati alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	442	-	442
Immobilizzazioni immateriali	18	-	18
Avviamento	25	15	40
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	128	-	128
Altre attività correnti e non correnti ⁽¹⁾	34	41	75
TOTALE ATTIVITA'	647	56	703
Finanziamenti	518	(28)	490
Altre Passività correnti e non correnti	52	-	52
TOTALE PASSIVITA'	570	(28)	542
TOTALE ATTIVITA' NETTE	77	84	161

⁽¹⁾ di cui 41 milioni di euro di *Cash Compensation*.

Tale operazione ha comportato, al netto degli oneri accessori, un effetto a conto economico complessivamente pari a circa 29 milioni di euro, conseguenti alla rimisurazione al *fair value* (in accordo con l'IFRS 3 R) della partecipazione precedentemente detenuta, effettuata tenendo anche conto degli elementi di valutazione riconducibili alla prevista operazione di cessione degli *asset* detenuti in Portogallo. Infatti, la conclusione dell'operazione di scissione di ENEOP, avvenuta nel mese di ottobre, soddisfa la condizione sospensiva per il perfezionamento dell'accordo firmato nel mese di settembre 2015 con First State Wind Energy Investments volto alla vendita di tutte le attività detenute in Portogallo (di cui gli *asset* derivanti dall'operazione ENEOP rappresentano una delle componenti). Su tali basi, nel presente Bilancio consolidato abbreviato, tutte le attività e le passività riferibili al Portogallo sono state classificate tra le attività e passività possedute per la vendita.

Altre operazioni minori

Nel corso dei primi nove mesi del 2015, il Gruppo ha inoltre posto in essere le seguenti operazioni:

- > Enel Green Power North America Inc (EGPNA) è divenuta titolare dell'intero capitale di Geronimo Wind Energy ed ha conferito nella stessa una serie di progetti e i componenti PTC necessari a qualificare alcuni progetti eolici. Gli *assets* sono stati successivamente ceduti per un valore complessivo di 32 milioni di euro con un effetto positivo sull'utile operativo di 10 milioni di euro.
- > acquisizione di due società per lo sviluppo di impianti eolici in Messico, per un valore complessivo dell'operazione pari a 9 milioni di euro;
- > acquisizione da parte di Enel Green Power Chile, di un'ulteriore quota pari all' 8% nel capitale della controllata Geotermica del Norte (già controllata al 51%), società operante nello sviluppo di impianti geotermici in Cile, per un valore complessivo dell'operazione pari a circa 27 milioni di euro.

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento, si segnalano anche le seguenti operazioni che, pur non caratterizzandosi come operazioni che hanno determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, hanno determinato una variazione dell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate:

Cessione di una quota di interessenza in EGPNA Renewable Energy Partners, LLC

In data 31 marzo 2015, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America, Inc., il Gruppo ha sottoscritto un accordo con l'unità di General Electric GE Energy Financial Services per la vendita di una quota di minoranza del 49% della newco, EGPNA Renewable Energy Partners, LLC (di seguito "EGPNA REP"), nella quale sono andate a confluire alcune società nordamericane operanti principalmente nel settore eolico e idroelettrico.

EGPNA continuerà a possedere il 51% della società, che sarà consolidata integralmente, e continuerà ad essere responsabile della gestione quotidiana degli *asset* della controllata, dal punto di vista amministrativo, operativo e della manutenzione.

La cessione ha generato un incasso complessivo di 352 milioni di euro che, al netto degli oneri accessori (pari a 8 milioni di euro), ammonta a 344 milioni di euro anche tenuto conto del prezzo attribuito ad alcuni progetti (tra cui Goodwill) soggetto a potenziali aggiustamenti, alcuni dei quali, alla data del presente Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2015 si sono già realizzati.

Il risultato dell'operazione, determinato come differenza tra il prezzo netto di vendita e la quota di patrimonio netto ceduta a terzi, è pari a 30 milioni di euro ed è stato allocato in una riserva di patrimonio netto, dal momento che il Gruppo mantiene il controllo della società oggetto della cessione.

Gli effetti dell'operazione al 30 settembre 2015 sono i seguenti:

Milioni di euro	
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	344
Attività nette cedute	314
Riserva per operazioni su <i>non controlling interest</i>	30

(1) al netto degli oneri accessori

Acquisizione del restante 49% del capitale di Energia Eolica

Nel corso del mese di aprile 2015 il Gruppo ha acquisito il 49% di Energia Eolica, società italiana attiva nella produzione di energia eolica nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 51%. L'operazione, del valore di 9 milioni di euro, ha comportato la rilevazione di un onere pari a 5 milioni di euro, che è stato allocato in una riserva di patrimonio netto, dal momento che il Gruppo già deteneva il controllo della società.

3. Informativa per area di attività

Al 30 settembre 2015 il Gruppo Enel Green Power operava secondo una struttura organizzativa (adottata a partire dal 24 aprile 2014) che prevedeva l'organizzazione delle aree geografiche in:

- > Europa;
- > America Latina;
- > Nord America.

I criteri per identificare i settori di attività attraverso i quali il Gruppo opera sono stati ispirati, tra l'altro, alle modalità attraverso le quali il più alto livello decisionale operativo rivede periodicamente i risultati del Gruppo ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e ai fini della valutazione dei risultati stessi.

In particolare, nelle tabelle che seguono sono stati identificati i settori operativi nei quali il Gruppo operava sia in Italia sia all'estero nei primi nove mesi del 2015 e gli indicatori utilizzati dal *management* del Gruppo nell'ambito dei relativi processi di analisi dei risultati dei settori per i periodi chiusi al 30 settembre 2015 e al 30 settembre 2014, in base alla struttura organizzativa sopra citata come previsto dall'IFRS 8.

Si segnala tuttavia che, a far data dal 22 ottobre 2015, il Gruppo Enel Green Power ha adottato la seguente nuova struttura organizzativa:

- > Europa e Nord Africa, che comprende il Nord Africa, oltre alle country precedentemente incluse nell'Area Europa;
- > America Latina;
- > Nord America;
- > Africa Sub-Sahariana e Asia che include India e Sud Africa, precedentemente incluse nell'area Europa.

Primi nove mesi 2015

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.386	480	376	-	2.242	-	2.242
Ricavi intersettoriali	50	-	1	(51)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.436	480	377	(51)	2.242	-	2.242
Totale Costi	497	206	120	(51)	772	-	772
Ammortamenti	389	83	104	-	576	-	576
Perdite di valore	173	7	34	-	214	-	214
Utile operativo	377	184	119	-	680	-	680
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	125	-	56	-	181	-	181
Investimenti	398	1.104	195	-	1.697	-	1.697

Primi nove mesi 2014

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.415	389	280	-	2.084	-	2.084
Ricavi intersettoriali	48	-	-	(48)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.463	389	280	(48)	2.084	-	2.084
Totale Costi	465	262	88	(48)	767	5	772
Ammortamenti	379	41	82	-	502	-	502
Perdite di valore	2	-	-	-	2	-	2
Utile operativo	617	86	110	-	813	(5)	808
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(*) 270	1	52	-	323	-	323
Investimenti	252	603	205	-	1.060	-	1.060

(*) Al 31 dicembre 2014.

Variazione

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	(29)	91	96	-	158	-	158
Ricavi intersettoriali	2	-	1	(3)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	(27)	91	97	(3)	158	-	158
Totale Costi	32	(56)	32	(3)	5	(5)	-
Ammortamenti	10	42	22	-	74	-	74
Perdite di valore	171	7	34	-	212	-	212
Utile operativo	(240)	98	9	-	(133)	5	(128)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(145)	(1)	4	-	(142)	-	(142)
Investimenti	146	501	(10)	-	637	-	637

La seguente tabella rappresenta la riconciliazione tra attività e passività per area di attività e quelle esposte nella situazione patrimoniale consolidata sintetica:

Milioni di euro

	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazione
Totale attività	20.479	18.798	1.681
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	(739)	(1.214)	475
Attività di natura fiscale	(657)	(407)	(250)
Altre attività	(1.160)	(1.192)	32
Attività operative	17.923 ⁽¹⁾	15.985	1.938
Totale Passività	11.046	9.869	1.177
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	(8.562)	(7.408)	(1.154)
Passività di natura fiscale	(949)	(785)	(164)
Altre passività	(44)	(42)	(2)
Passività operative	1.491 ⁽²⁾	1.634	(143)

(1) di cui 613 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Di seguito viene esposta la composizione delle attività e passività operative per area di attività.

Al 30 settembre 2015

Milioni di euro	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Attività materiali e immateriali	8.761	4.160	2.980	-	15.901
Crediti commerciali	508	109	29	(125)	521
Altre attività operative	1.098	265	140	(2)	1.501
Attività operative	10.367 ⁽¹⁾	4.534	3.149	(127)	17.923
Debiti commerciali	308	595	73	(110)	866
Fondo rischi e oneri	97	20	24	-	141
Altre passività operative	355	52	87	(10)	484
Passività operative	760 ⁽²⁾	667	184	(120)	1.491

(1) di cui 613 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2014

Milioni di euro	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Attività materiali e immateriali	8.790	3.156	2.761	-	14.707
Crediti commerciali	383	114	49	(106)	440
Altre attività operative	491	203	143	1	838
Attività operative	9.664	3.473	2.953	(105)	15.985
Debiti commerciali	406	399	188	(105)	888
Fondo rischi e oneri	113	13	24	-	150
Altre passività operative	353	123	134	(14)	596
Passività operative	872	535	346	(119)	1.634

4. Informazioni sul conto economico consolidato sintetico

4.a Totale ricavi – 2.258 milioni di euro

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014	Variazione	
Ricavi connessi alla vendita di energia	1.438	1.276	162	12,7%
Ricavi da certificati verdi	270	320	(50)	-15,6%
Ricavi da altre forme di incentivi	283	269	14	5,2%
Altri ricavi e proventi	267	151	116	76,8%
Totale	2.258	2.016	242	12,0%

I "Ricavi connessi alla vendita di energia", pari a 1.438 milioni di euro, registrano un aumento di 162 milioni di euro, riferibile all'area America Latina (87 milioni di euro), principalmente in Cile (51 milioni di euro) e in Messico (16 milioni di euro), all'area Europa (45 milioni di euro) e all'area Nord America (30 milioni di euro).

I "Ricavi da certificati verdi", pari a 270 milioni di euro, registrano un decremento di 50 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014 interamente realizzato in Europa.

I "Ricavi da altre forme di incentivi", pari a 283 milioni di euro, registrano un incremento di 14 milioni rispetto ai primi nove mesi del 2014 (269 milioni di euro) a fronte di un aumento dei ricavi da *tax partnership* in Nord America (32 milioni di euro).

Gli "Altri ricavi e proventi" dei primi nove mesi del 2015 si riferiscono principalmente agli effetti registrati nell'area Europa conseguenti all'acquisizione del controllo di 3Sun (132 milioni di euro), all'iscrizione dell'indennizzo previsto dall'accordo con STM (12 milioni di euro), alla rimisurazione al *fair value* delle interessenze in alcuni progetti del portafoglio della società ENEOP (29 milioni di euro) e nell'area Nord America (34 milioni di euro) agli effetti della cessione di alcuni *asset*.

4.b Totale costi – 1.562 milioni di euro

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014	Variazione	
Acquisti energia e altri combustibili	117	224	(107)	-47,8%
Personale	221	190	31	16,3%
Servizi e altri materiali	415	350	65	18,6%
Ammortamenti e perdite di valore	790	504	286	56,7%
Altri costi operativi	110	78	32	41,0%
Costi capitalizzati	(91)	(75)	(16)	-21,3%
Totale	1.562	1.271	291	22,9%

I costi per "Acquisti energia e altri combustibili" registrano un decremento di 107 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014 (224 milioni di euro) imputabile ai minori costi per acquisto energia in America Latina (105 milioni di euro) principalmente registrati nella Repubblica di Panama (60 milioni di euro) e in Brasile (50 milioni di euro).

L'incremento dei costi del "Personale" (31 milioni di euro) è attribuibile all'aumento della consistenza media nel periodo di riferimento ed è principalmente riconducibile alle aree America Latina (12 milioni di euro), Nord America (9 milioni di euro) ed Europa (9 milioni di euro).

I dipendenti del Gruppo al 30 settembre 2015 sono 4.262 (3.609 al 31 dicembre 2014), in crescita di 653 unità soprattutto per effetto della variazione di perimetro a seguito principalmente dell'acquisizione del controllo della società 3Sun (305 unità). La consistenza media al 30 settembre 2015 è pari a 4.223 unità (3.520 unità al 30 settembre 2014) in aumento di 703 unità.

I costi per "Servizi e altri materiali" registrano un incremento di 65 milioni di euro principalmente in America Latina a fronte della maggiore capacità installata (32 milioni di euro) e in Italia per servizi e manutenzioni (29 milioni di euro).

Gli "Ammortamenti e perdite di valore" dei primi nove mesi del 2015, pari a 790 milioni di euro, registrano un incremento di 286 milioni di euro in linea con la maggiore capacità installata in America Latina (39 milioni di euro) e in Nord America (20 milioni di euro). La voce accoglie inoltre gli adeguamenti di valore di alcuni specifici progetti in Nord America (32 milioni di euro), in Cile (7 milioni di euro), le svalutazioni di crediti in Europa (12 milioni di euro) nonché la perdita di valore di 155 milioni di euro registrata sugli asset detenuti in Romania, tenuto conto del perdurare delle incertezze nel quadro regolatorio e delle condizioni di mercato del paese.

Gli "Altri costi operativi" registrano un incremento di 32 milioni di euro principalmente in America Latina (12 milioni di euro) sostanzialmente per la rilevazione di penalità relative a specifici progetti in Messico.

I "Costi capitalizzati", pari a 91 milioni di euro, si incrementano di 16 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014 (75 milioni di euro) e si riferiscono principalmente al costo del personale dipendente impiegato nella progettazione e realizzazione di impianti.

4.c Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value– (16) milioni di euro

I "Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value" dei primi nove mesi del 2015, negativi per 16 milioni di euro, presentano un decremento di 84 milioni di euro principalmente riconducibile alla riduzione dei proventi su derivati di copertura prezzo commodity con la correlata Enel Trade chiusi nel periodo di riferimento (61 milioni di euro).

4.d Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – (65) milioni di euro

Gli oneri finanziari netti da contratti derivati dei primi nove mesi del 2015, pari a 65 milioni di euro, presentano un incremento di 56 milioni di euro principalmente riferibile all'aumento degli oneri netti su derivati al fair value della Capogruppo.

4.e Altri proventi/(oneri) finanziari netti– (161) milioni di euro

Gli "Altri proventi/(oneri) finanziari netti" dei primi nove mesi del 2015, negativi per 161 milioni di euro, registrano una riduzione di 20 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014, principalmente per gli

effetti delle differenze positive di cambio e degli oneri finanziari capitalizzati parzialmente compensati dall'aumento degli oneri finanziari sui finanziamenti a lungo termine.

4.f Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – 8 milioni di euro

La *“Quota dei proventi/oneri da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto”* dei primi nove mesi del 2015, pari a 8 milioni di euro, registra un decremento di 22 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2014; si segnala che nei primi nove mesi del 2014 tale voce includeva gli effetti positivi della variazione della collegata LaGeo, ceduta nel corso del quarto trimestre 2014 (23 milioni di euro).

4.g Imposte – 133 milioni di euro

Le *“Imposte”* dei primi nove mesi del 2015, pari a 133 milioni di euro, registrano un decremento di 83 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 28,8% a fronte di un'incidenza del 33,1% nei primi nove mesi del 2014, attribuibile principalmente agli effetti connessi alla disapplicazione dal 1° gennaio 2015 della addizionale IRES (cosiddetta Robin Hood Tax) sul reddito realizzato in Italia.

5. Informazioni sulla situazione patrimoniale consolidata sintetica

5.a Attività non correnti – 17.552 milioni di euro

Milioni di euro	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazione
Immobili, impianti e macchinari	14.641	13.329	1.312
Attività immateriali	1.260	1.378	(118)
Avviamento	663	871	(208)
Attività per imposte anticipate	506	326	180
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	181	323	(142)
Attività finanziarie non correnti (*)	108	428	(320)
Derivati	6	7	(1)
Altre attività non correnti	187	158	29
Totale	17.552	16.820	732

(*) la voce è inclusa nelle "Altre attività non correnti" della Situazione patrimoniale consolidata sintetica e si riferisce, oltre a quanto menzionato nella nota 1 in calce, principalmente ad acconti su acquisto partecipazioni.

Gli "Immobili, impianti e macchinari", pari a 14.641 milioni di euro, presentano un incremento di 1.312 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, sostanzialmente riconducibile agli investimenti del periodo (pari a 1.693 milioni di euro), all'effetto cambi positivo (pari a 113 milioni di euro), alla variazione del perimetro di consolidamento relativa alla società 3SUN (pari a 122 milioni di euro) e all'acquisizione di società in India (76 milioni di euro) e dagli oneri finanziari capitalizzati (pari a 59 milioni di euro), effetti solo in parte compensati dagli ammortamenti e perdite di valore (pari a 666 milioni di euro), inclusivi della perdita di valore di 139 milioni di euro registrata sugli asset detenuti in Romania, e dalla riclassifica degli impianti portoghesi al perimetro posseduto per la vendita (106 milioni di euro).

Gli *investimenti* operativi dei primi nove mesi del 2015 si riferiscono principalmente al settore eolico per 853 milioni di euro, al settore solare per 421 milioni di euro, al settore idroelettrico per 237 milioni di euro e al settore geotermico per 133 milioni di euro.

Le "Attività immateriali", pari a 1.260 milioni di euro, presentano un decremento di 118 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 dovuto principalmente agli ammortamenti e perdite di valore (95 milioni di euro) e alla riclassifica delle attività immateriali portoghesi al perimetro posseduto per la vendita (38 milioni di euro).

L'"Avviamento", pari a 663 milioni di euro, presenta un decremento di 208 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 riferibile principalmente alla riclassifica dell'avviamento relativo alle società portoghesi incluso nell'ambito del perimetro posseduto per la vendita, parzialmente compensata dall'effetto cambi positivo (pari 36 milioni di euro) e dall'acquisizione di società in India (9 milioni di euro) e in Messico (6 milioni di euro), come descritto nella Nota 2 "Principali variazioni area di consolidamento".

Le "Attività per imposte anticipate" (pari a 506 milioni di euro al 30 settembre 2015 e 326 milioni di euro al 31 dicembre 2014) al netto delle "Passività per imposte differite" (pari a 768 milioni di euro al 30 settembre 2015 e 705 milioni di euro al 31 dicembre 2014) presentano un incremento di 117 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente riconducibile alla variazione di perimetro connessa al consolidamento di 3Sun (99 milioni di euro).

Le "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto", pari a 181 milioni di euro, presentano un decremento di 142 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, derivante principalmente dal consolidamento delle partecipazioni portoghesi, le cui attività e passività sono state successivamente classificate nel perimetro posseduto per la vendita (156 milioni di euro), effetto parzialmente compensato dalle quote di utili del periodo (8 milioni di euro).

Le "Attività finanziarie non correnti", pari a 108 milioni di euro, registrano un decremento di 320 milioni di euro, per effetto principalmente della diminuzione dei crediti della controllata Enel Green Power Espana, solo in parte compensato dall'aumento dei crediti finanziari (53 milioni di euro) e degli acconti per acquisto partecipazioni in America Latina (25 milioni di euro).

5.b Attività correnti – 1.815 milioni di euro

Milioni di euro			
	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazione
Rimanenze	253	184	69
Crediti commerciali	521	440	81
Crediti tributari	145	81	64
Attività finanziarie correnti (*)	84	426	(342)
Derivati	5	18	(13)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	359	335	24
Altre attività correnti	448	494	(46)
Totale	1.815	1.978	(163)

(*) la voce è inclusa nelle "Altre attività correnti" della Situazione patrimoniale consolidata sintetica e si riferisce, oltre a quanto menzionato nella nota 2 in calce, agli altri crediti diversi.

Le "Rimanenze", pari a 253 milioni di euro, registrano un incremento di 69 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 (pari a 184 milioni di euro) principalmente riconducibile ai certificati verdi delle società italiane (64 milioni di euro).

I "Crediti commerciali" evidenziano un incremento di 81 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 relativo principalmente all'aumento dei crediti per certificati verdi delle società italiane (90 milioni di euro).

I "Crediti tributari", pari a 145 milioni di euro, presentano un incremento di 64 milioni di euro principalmente per il versamento dell'acconto sulle imposte sui redditi dell'esercizio in corso delle società italiane (78 milioni di euro).

Le "Attività finanziarie correnti" presentano un decremento di 342 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente per l'effetto della riduzione dei crediti finanziari correnti della finanziaria del Gruppo, Enel Green Power International BV, nei confronti della finanziaria del Gruppo Enel.

Le "Altre attività correnti", pari a 448 milioni di euro, evidenziano un decremento di 46 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, principalmente riconducibile all'incasso del credito verso Sharp (35 milioni di euro).

5.c Attività possedute per la vendita – 1.112 milioni di euro

La voce al 30 settembre 2015 include il valore delle attività delle società portoghesi che, in ragione delle decisioni del *management*, soddisfano i requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro rappresentazione tra le attività destinate a essere cedute.

Milioni di euro

	al 30.09.2015
Attività materiali e immateriali	604
Avviamento	286
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	30
Altre attività non correnti	43
Crediti commerciali	7
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	136
Altre attività correnti	6
Totale attività destinate alla vendita	1.112

5.d Patrimonio netto – 9.433 milioni di euro

Il Patrimonio netto al 30 settembre 2015 è pari a 9.433 milioni di euro (pari a 8.929 milioni di euro al 31 dicembre 2014). La variazione del patrimonio netto di Gruppo nei primi nove mesi del 2015 (pari a 134 milioni di euro) riflette sostanzialmente la rilevazione del risultato di competenza del periodo (pari a 245 milioni di euro), l'erogazione dei dividendi alla controllante (160 milioni di euro) e il risultato netto rilevato direttamente a patrimonio netto (pari a 24 milioni di euro), nonché gli effetti delle operazioni su *non controlling interest* (pari a 25 milioni di euro).

La variazione del patrimonio netto di terzi nei primi nove mesi del 2015 (pari a 370 milioni di euro) riflette sostanzialmente la rilevazione del risultato di competenza del periodo (pari a 84 milioni di euro) e del risultato netto rilevato direttamente a patrimonio netto (pari a 9 milioni di euro), effetti solo in parte compensati dall'erogazione dei dividendi a terzi (26 milioni di euro).

Si segnala inoltre che la cessione di alcune quote di minoranza in Nord America (come descritto nella Nota 2 "Principali variazioni dell'area di consolidamento") ha determinato un incremento del patrimonio netto di terzi (pari a 314 milioni di euro), al netto del provento netto da cessione (pari a 30 milioni di euro) rilevato in una specifica riserva del patrimonio netto di Gruppo denominata "Riserva per operazioni su *non controlling interest*".

5.e Passività non correnti – 6.885 milioni di euro

Milioni di euro

	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazione
Finanziamenti a lungo termine	5.682	6.035	(353)
TFR ed altri benefici ai dipendenti	44	43	1
Fondo rischi ed oneri	123	130	(7)
Passività per imposte differite	768	705	63
Derivati	87	96	(9)
Altre passività non correnti	181	192	(11)
Totale	6.885	7.201	(316)

I “Finanziamenti a lungo termine” registrano un decremento di 353 milioni di euro riconducibile principalmente alla finanziaria del Gruppo, Enel Green Power International BV, e tiene conto degli effetti derivanti dall’acquisizione di società in India (58 milioni di euro).

5.f Passività correnti – 3.606 milioni di euro

Milioni di euro

	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazione
Finanziamenti a breve termine	1.857	865	992
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	327	323	4
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	18	20	(2)
Debiti commerciali	866	888	(22)
Debiti per imposte sul reddito	150	80	70
Passività finanziarie correnti	105	82	23
Derivati	5	7	(2)
Altre passività correnti	278	403	(125)
Totale	3.606	2.668	938

I “Finanziamenti a breve termine” registrano un incremento pari a 992 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, principalmente per effetto dell’aumento dell’esposizione debitoria verso la controllante Enel SpA (355 milioni di euro) e verso la finanziaria della controllante Enel Finance International (650 milioni di euro).

I “Debiti per imposte sul reddito” presentano un incremento di 70 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 per effetto della rilevazione della stima delle imposte sul reddito del periodo della Capogruppo (pari a 55 milioni di euro) e delle società panamensi (20 milioni di euro).

Le “Altre passività correnti” evidenziano un decremento di 125 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, principalmente riferibile alla riduzione delle passività per componenti eventuali del costo di acquisizione (*contingent consideration*) dei business localizzati in Nord America (37 milioni di euro), dei debiti per IVA del Messico (23 milioni di euro), dei canoni rivieraschi della Capogruppo (15 milioni di euro) e dei debiti per dividendi verso terzi delle società panamensi (13 milioni di euro).

5.g Passività possedute per la vendita – 555 milioni di euro

La voce al 30 settembre 2015 include il valore delle passività attribuibili alle società portoghesi che, in ragione delle decisioni del *management*, soddisfano i requisiti previsti dall’IFRS 5 per la loro rappresentazione tra le passività destinate ad essere cedute.

Milioni di euro

	al 30.09.2015
Finanziamenti a lungo termine	488
Fondi diversi e passività per imposte differite	38
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	10
Debiti commerciali	11
Altre passività correnti	8
Totale	555

6. Posizione finanziaria netta

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta al 30 settembre 2015 e al 31 dicembre 2014 in linea con le disposizione CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel Green Power:

Milioni di euro			
	30.09.2015	31.12.2014	Variazione
Depositi bancari e postali	359	335	24
Titoli	-	140	(140)
Liquidità	359	475	(116)
Altri crediti finanziari a breve termine	82	285	(203)
Debiti verso banche a breve termine	(34)	(13)	(21)
Quota corrente di debiti verso banche	(203)	(193)	(10)
Quota corrente dei debiti verso altri finanziatori e parti correlate	(124)	(130)	6
Altri debiti finanziari a breve termine	(1.823)	(852)	(971)
Indebitamento finanziario corrente	(2.184)	(1.188)	(996)
Indebitamento finanziario corrente netto	(1.743)	(428)	(1.315)
Debiti verso banche	(2.731)	(2.711)	(20)
Debiti verso altri finanziatori e società correlate	(2.951)	(3.324)	373
Indebitamento finanziario non corrente	(5.682)	(6.035)	353
Indebitamento finanziario netto come da Comunicazione CONSOB	(7.425)	(6.463)	(962)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	80	425	(345)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(7.345)	(6.038)	(1.307)
Indebitamento finanziario "Attività nette possedute per la vendita"	(321)	-	(321)

7. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali e dalle disposizioni CONSOB emanate in materia.

Il 1° dicembre 2010, il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel Green Power SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate.

Tale procedura (reperibile all'indirizzo internet http://www.enelgreenpower.com/it-IT/company/governance/related_parties/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale che procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-*bis* cod. civ. e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB.

In particolare, nel corso dei primi nove mesi del 2015, i rapporti con parti correlate hanno riguardato specifiche attività, tra cui:

- > gestione del rischio generato dalla variazione dei tassi di interesse e tassi di cambio;
- > erogazione di prestazioni professionali e servizi;
- > gestione di servizi comuni;
- > compravendita di energia;
- > compravendita di certificati verdi.

Il Gruppo ha concluso con le proprie parti correlate operazioni ordinarie di natura commerciale e finanziaria a condizioni equivalenti a quelle di mercato o standard.

Ai rapporti sopra descritti occorre aggiungere l'esercizio dell'opzione per il "Consolidato Fiscale Nazionale" con la controllante Enel SpA.

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (DPR 917/86, artt. 117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di Gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", si informa che per Enel Green Power SpA e Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl il suddetto regime è in corso di validità, rispettivamente per il periodo 2013-2015 e 2015-2017.

La tabella di seguito riportata evidenzia i rapporti natura patrimoniali ed economici intrattenuti dal Gruppo con le sue parti correlate rispettivamente al 30 settembre 2015 e nei primi nove mesi del 2015:

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 30.09.2015		Primi nove mesi del 2015	
Parti correlate				
Enel SpA	78	568	24	(99)
Enel Italia Srl	1	36	-	(28)
Enel Produzione Spa	93	24	-	(7)
Enel Trade Spa	11	11	103	(17)
Enel Finance International NV	1	3.838	16	(147)
Enel. Factor Spa	-	12	-	-
GSE Spa	160	1	248	(2)
GME Spa	-	-	435	(21)
Terna Spa	-	-	21	(4)
Endesa Fortaleza	1	-	15	-
Endesa Chile	4	-	31	-
Enel Energia Spa	-	3	-	(7)
Enel Energie Muntenia	-	-	14	-
Enel Energie SA	-	-	14	-
Società Collegate e a controllo congiunto				
Osage	2	-	1	-
ENEOP	-	-	15	-
Altre minori	38	17	25	(11)
Totale	389	4.510	962	(343)

La società controllante Enel SpA

I rapporti con la controllante Enel SpA riguardano principalmente i) la centralizzazione presso la Capogruppo di alcune funzioni di supporto inerenti alle attività legali, personale, segreteria societaria, amministrazione, pianificazione e controllo relative a Enel Green Power; ii) i servizi di direzione e coordinamento svolti dalla Capogruppo Enel SpA nei confronti di Enel Green Power.

Parti correlate interne al Gruppo Enel

I rapporti più significativi con le società controllate da Enel SpA riguardano:

- > Enel Trade SpA: vendita di energia e di certificati verdi da Enel Green Power SpA a Enel Trade SpA e gestione del rischio su *commodity* effettuata da Enel Trade SpA per le società del Gruppo Enel Green Power;
- > Enel Produzione SpA: vendita di energia da Enel Green Power SpA a Enel Produzione SpA e prestazione di servizi di teleconduzione degli impianti idroelettrici ed eolici, mantenimento in sicurezza delle dighe e manutenzione degli impianti idroelettrici svolti da Enel Produzione SpA per Enel Green Power SpA;
- > Enel Italia Srl: gestione dei servizi di approvvigionamento, gestione degli spazi, servizi amministrativi, di ristorazione e di gestione del parco macchine svolti da Enel Italia Srl per Enel Green Power SpA;
- > Enel Ingegneria e Ricerca SpA: servizi consulenziali e gestione tecnica dei progetti relativi alla costruzione di nuovi impianti svolti da Enel Ingegneria e Ricerca SpA per Enel Green Power SpA e le società del Gruppo;
- > Enel Finance International NV: erogazione di finanziamenti a Enel Green Power SpA e alle società del Gruppo;

- > società all'interno del subgruppo Endesa: gestione di servizi amministrativi, di fornitura di *software* e *hardware* e di compravendita di energia per il subgruppo Enel Green Power España.

Parti correlate esterne al Gruppo Enel

In quanto operatore nel campo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili Enel Green Power vende energia elettrica e usufruisce di servizi di distribuzione e trasporto per un certo numero di società controllate dallo Stato (azionista del Gruppo Enel SpA).

I rapporti con le imprese possedute o controllate dallo Stato riguardano principalmente:

- > Gestore dei Mercati Energetici SpA;
- > Gestore dei Servizi Energetici SpA;
- > Terna SpA.

8. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro			
	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	2.610	1.082	1.528
Impegni assunti verso fornitori per:			
- forniture varie	1.229	1.170	59
Totale	3.839	2.252	1.587

Si evidenzia che il Gruppo ha in essere garanzie connesse al debito per 4,1 miliardi di euro, già rappresentate nella voce "Finanziamenti a lungo termine", così come riportato nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2014.

9. Passività e attività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, cui si rinvia, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

LaGeo

Secondo quanto previsto dall'accordo quadro, la risoluzione definitiva del contenzioso in essere con la Repubblica di El Salvador e l'estinzione del procedimento arbitrale ICSID sono soggette all'avveramento di determinate condizioni (estinzione delle azioni giudiziarie locali pendenti nei confronti di EGP e dei suoi rappresentanti) che si sarebbero dovute verificare nel termine di sei mesi. In data 14 settembre 2015, a seguito dell'avveramento delle citate condizioni, su richiesta delle parti, il tribunale arbitrale ha emesso un lodo dichiarando la risoluzione in via transattiva della controversia.

CIS e Interporto Campano

Secondo Arbitrato

In data 18 febbraio 2015, con lodo non definitivo, il Collegio Arbitrale ha rigettato l'eccezione di incompetenza promossa da EGP. In data 8 ottobre è stato nominato un CTU. Il giudizio si trova nella fase istruttoria.

Procedimenti cautelari

In data 6 marzo 2015 il Tribunale di Nola con ordinanza resa fuori udienza ha preso atto che sono venute meno le esigenze cautelari e ha dichiarato cessata la materia del contendere.

Nel mese di agosto 2015 EGP ha promosso un giudizio per ottenere la modifica dell'ordinanza cautelare del Tribunale di Nola che disponeva l'esecuzione di lavori di mitigazione del rischio incendio a carico di EGP. In particolare con il ricorso EGP ha chiesto al Tribunale di Nola di obbligare CIS ed Interporto a prestare idonea cauzione pari all'importo dei lavori in corso di esecuzione. Il Tribunale di Nola, nel mese di agosto 2015, ha ritenuto che il ricorso di EGP era inammissibile. Tale pronuncia è stata confermata anche in sede collegiale dallo stesso Tribunale nel mese di ottobre 2015.

Bagnore 3

Nel mese di marzo 2015 il Forum Ambientalista ha presentato ricorso al TAR Toscana nei confronti della Determinazione Dirigenziale con la quale la Provincia di Grosseto ha rilasciato ad Enel Green Power Spa l'Autorizzazione Unica Ambientale relativa al rinnovo (ex artt. 269 e 281, co. 1, D.Lgs. 152/2006) dell'autorizzazione alle emissioni in atmosfera originate dall'attività della centrale geotermoelettrica denominata "Bagnore 3".

Il ricorso è accompagnato dalla richiesta di sospensione cautelare degli effetti dei provvedimenti impugnati.

Il TAR Toscana, con ordinanza del 17 aprile 2015, ha respinto la domanda cautelare di sospensione degli effetti della citata autorizzazione, condannando l'associazione ricorrente anche al pagamento delle spese di giudizio.

Il giudizio prosegue per il merito; l'udienza dovrà essere fissata.

Bagnore 4

Con sentenza del 26 maggio 2015, il Consiglio di Stato ha dichiarato improcedibili gli appelli proposti dal WWF, Forum Ambientalista e Italia Nostra contro la sentenza di primo grado del TAR Toscana.

EGPE contro Ministero dell'Industria Energia e Turismo

Nel mese di aprile 2015 il Tribunale Superiore di Giustizia di Madrid ha rigettato il ricorso relativo all'impianto eolico di Angosturas. In data 19 giugno 2015 EGP ha pertanto promosso appello dinanzi alla Corte Suprema avverso il predetto provvedimento del Tribunale Superiore di Giustizia di Madrid.

Contenzioso relativo a parchi eolici di EGPE in Spagna

Le autorizzazioni amministrative relative ai parchi eolici di Valdesamario e Peña del Gato, così come quelle relative alle linee elettriche di alta tensione di Villameca e alle sottostazioni (SET) di Ponjos e Villameca, sono state impugnate dall'organizzazione ambientalista SEO.

In particolare, con riferimento alla SET di Villameca, in data 25 ottobre 2012 il giudice di primo grado, in accoglimento del ricorso presentato dalla SEO, ha annullato l'autorizzazione della Comunidad Autonoma Castilla y Leon. La sentenza del giudice di primo grado è stata, tuttavia, successivamente annullata dalla Corte d'Appello in data 29 settembre 2014.

Con riferimento al parco eolico di Peña del Gato, in data 30 settembre 2013 il Tribunale di primo grado ha accolto le richieste della SEO di annullamento dell'autorizzazione della Comunidad Autonoma Castilla y Leon. Avverso tale decisione EGPE ha proposto giudizio di appello dinanzi alla Corte Suprema. Con sentenza notificata in data 28 luglio 2015 la Cassazione spagnola ha rigettato il ricorso di EGPE confermando pertanto la sentenza di primo grado.

In data 28 settembre 2015 EGP ha promosso ricorso dinanzi al Tribunal Superior de Justicia in Castilla y León al fine di ottenere una pronuncia che accerti la corretta esecuzione di quanto stabilito nella sentenza del 30 settembre 2013, anche in considerazione del fatto che i permessi ambientali sono stati modificati e alla valutazione di impatto ambientale eseguita in ottemperanza a quanto stabilito nella sentenza del Tribunale di primo grado. Il giudizio è allo stato pendente e si è in attesa del deposito della decisione. Infine, con riferimento al parco eolico di Valdesamario, sono intervenute due separate pronunce del Tribunale di primo grado. La prima, in data 9 aprile 2013, ha annullato il permesso di costruire comunale. EGPE ha prontamente impugnato tale sentenza. Il giudizio di appello è tuttora in corso. La seconda, in data 21 marzo 2014, ha annullato l'autorizzazione della Comunidad Autonoma Castilla y Leon. Contro tale decisione è pendente giudizio di appello dinanzi alla Corte Suprema. Entrambe le predette sentenze, nelle more della definizione dei rispettivi giudizi di appello, non sono esecutive.

Procedimento amministrativo cautelare e arbitrato Chucas

PH Chucas S.A ("Chucas") é la società di progetto costituita da Enel Green Power Costa Rica S.A. a seguito dell'aggiudicazione di una gara bandita nel 2007 dall'Istituto Costaricense de Electricidad ("ICE") per la realizzazione di un impianto idroelettrico da 50 MW e la vendita dell'energia prodotta dalla centrale alla stessa ICE in base ad un contratto build, operation and transfer ("BOT"). Tale schema contrattuale prevede, da parte di Chucas, la costruzione, la gestione dell'impianto per 20 anni ed il successivo trasferimento a ICE dello stesso.

In base al contratto BOT sottoscritto, l'impianto sarebbe dovuto entrare in operazione il 26 settembre 2014. Per diverse ragioni - tra queste inondazioni, frane, slittamento dei versanti della montagna - il progetto ha subito un incremento dei costi e ritardi nella realizzazione, con conseguente ritardo nella obbligazione di fornitura di energia.

In considerazione di ciò, Chucas ha presentato nel 2012 e nel 2013, in primo grado e in appello, istanza amministrativa a ICE per il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti e di una proroga per l'inizio dell'entrata in esercizio dell'impianto. L'ICE ha rigettato tale istanza nel corso del 2015 ed ha anche notificato due multe per circa 9 milioni di dollari relative ai ritardi nella messa in esercizio dell'impianto. A seguito della richiesta cautelare di Chucas, il Tribunale amministrativo ha inizialmente concesso la sospensione del pagamento. Il Tribunale ha successivamente revocato la misura cautelare su richiesta

dell'ICE. Avverso tale decisione, Chucas ha, dunque, presentato una richiesta di revocazione davanti al Tribunale ed, in via sussidiaria, al Tribunal de Apelaciones. Il Tribunale ha rigettato la richiesta di revocazione ed ha trasmesso il fascicolo al Tribunal de Apelación. Quest'ultimo, con decisione comunicata il 23 luglio 2015, ha dichiarato di non essere competente a conoscere la questione per ragioni procedurali. Il 24 luglio 2015 ICE ha, dunque, chiesto il pagamento di una delle multe, per circa 4,7 milioni di dollari. Chucas ha dunque presentato nuove richieste di misure cautelari ed il Tribunale ha concesso la sospensione del pagamento della multa con provvedimento del 29 luglio 2015. Inoltre, essendo stata respinta da ICE l'istanza amministrativa, in conformità a quanto previsto nel contratto BOT, in data 27 maggio 2015, Chucas ha avviato un procedimento arbitrale di fronte alla Cámara de Comercio Costarricense Norteamericana (AMCHAM CICA) al fine di ottenere il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti per la costruzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto e l'annullamento della multa comminata dall'ICE. In data 29 settembre 2015 si è costituito il Collegio Arbitrale. Il procedimento è nella fase iniziale e prossimamente le parti depositeranno le proprie memorie difensive.

Inoltre, in data 3 ottobre 2015, in considerazione di una serie di violazioni di obblighi contrattuali (tra cui il mancato rispetto del termine per la conclusione dei lavori) da parte del Consorzio FCC Construcción America, S.A. e FCC Construcción SA (FCC) - incaricato della realizzazione di alcuni [dei lavori](#) dell'impianto idroelettrico- Chucas ha notificato la risoluzione del contratto per inadempimento procedendo [anche](#) all'escussione delle garanzie rilasciate in suo favore. Tuttavia, le garanzie non sono state incassate in attesa della risoluzione di un procedimento cautelare avviato da FCC a Panama. Successivamente, in data 27 ottobre 2015, FCC ha inviato a Chucas una "notice of dispute" per dare avvio al periodo di 30 giorni, previsto contrattualmente, per tentare una risoluzione amichevole delle controversie ed in parallelo ha presentato richiesta di arbitrato presso la Camera Arbitrale di Commercio di Parigi.

Il procedimento arbitrale si trova nelle fasi preliminari.

Ministério Público do Estado de Mato Grosso contro Primavera Energia S.A.

Il 7 luglio 2015 Primavera Energia ha presentato una mozione allegando copia dell'opinione - espressa dallo stesso Pubblico Ministero dello Stato del Mato Grosso in un'altra inchiesta civile avviata in seguito alla denuncia presentata da un ex manager di EGP - che richiede la chiusura dell'indagine in considerazione della mancanza di danni ambientali e del fatto che in base alle prove tecniche effettuate la costruzione di una opera idraulica che consenta il passaggio dei pesci è irrealizzabile. Si è in attesa della pronuncia della Corte Federale sul punto, ma comunque si stima che prima di 3 anni non si addiverrà ad una sentenza di primo grado.

Arbitrato T&M Brasil Participações Ltda

Nel corso degli ultimi mesi le parti si sono scambiate le proprie memorie difensive con le relative richieste istruttorie. Il procedimento è allo stato attuale nella fase istruttoria.

Contenziosi Enel.si

Le uniche novità occorse rispetto ai giudizi pendenti sono:

- > la sentenza favorevole della CTP di Roma n° 7960/32/15 avverso l'ultimo ricorso per il quale si era ancora in attesa di giudizio, relativo agli acquisti nazionali e intracomunitari del 2007;
- > la notifica del ricorso in Cassazione della Dogana di Piacenza avverso la CTR di Bologna sul primo contenzioso instaurato con la suddetta Dogana. La società ha presentato il controricorso nei termini di legge;

- > la sentenza favorevole della CTP di Roma n°15397/46/15 con la quale sono stati accolti tutti i ricorsi proposti dalla Società avverso i 4 atti di contestazione e avvisi di accertamento emessi dalla Dogana di Pomezia;
- > le notifiche dei ricorsi in CTR dell’Agenzia delle Entrate avverso le due sentenze favorevoli della CTP di Roma sui contenziosi instaurati avverso le sanzioni per gli acquisti di pannelli, da fornitori nazionali ed intracomunitari, effettuati nel periodo 2008-2012. La società presenterà il controricorso nei termini di legge.

10. Eventi successivi⁷

Enel Green Power e F2i siglano un accordo per la creazione di una *Joint venture* nel fotovoltaico in Italia

16 ottobre – E’ stato raggiunto un accordo per la costituzione di una *joint venture* paritetica tra Enel Green Power S.p.A. (“EGP”) e F2i SGR S.p.A.(“F2i”), in nome e per conto di F2i - Fondo italiano per le infrastrutture, unitamente alle rispettive società controllate Enel Green Power Solar Energy S.r.l. e F2i Energie Rinnovabili S.r.l.

In base all’accordo, EGP costituirà una *Newco* a cui conferirà, attraverso la società controllata Altomonte FV S.r.l., 105 MW di *asset* fotovoltaici. F2i apporterà a sua volta 105 MW di *asset* fotovoltaici ad oggi detenuti da F2i Solare 1 S.r.l. e F2i Solare 3 S.r.l., società controllate da F2i Energie Rinnovabili S.r.l. L’*entreprise value* degli *asset* di EGP è pari a 230 milioni di euro e quello degli *asset* di F2i a 285 milioni di euro, con un *equity value* rispettivamente pari a 88 milioni di euro, al netto delle *minorities*, e 106 milioni di euro. Inoltre, EGP, al fine di garantire partecipazioni paritarie nella *joint venture*, effettuerà un apporto di cassa per 18 milioni di euro, da eseguirsi al momento del conferimento della partecipazione di Altomonte FV S.r.l. E’ comunque previsto, nel 2016, un meccanismo di aggiustamento dei valori usuale per questo tipo di operazioni.

Mediante la *joint venture* Enel Green Power ritiene di poter:

- > ridurre i costi di gestione attraverso l’implementazione dei programmi già adottati per l’attuale parco fotovoltaico;
- > ottimizzare l’*energy management* attraverso la gestione proattiva del proprio portafoglio facendo leva sulle proprie competenze;
- > ottimizzare la leva finanziaria per cogliere le nuove opportunità di finanziamento in un mutato contesto di mercato caratterizzato da tassi di interesse bassi.

EGP ha inoltre un diritto d’opzione per acquistare un’ulteriore quota di partecipazione pari al 2,5% del capitale della *joint venture* potendo così esercitare il controllo. L’accordo prevede altresì la possibilità per F2i di conferire, entro il 2016, ulteriori 58 MW, a cui corrisponderà un apporto di cassa da parte di EGP per mantenere invariate le partecipazioni paritetiche nella *joint venture*.

Il *closing* dell’operazione, previsto entro l’ultimo trimestre 2015, è soggetto al parere positivo della competente autorità antitrust comunitaria e ad altre condizioni sospensive usuali.

A seguito del *closing*, EGP registrerà un impatto positivo sull’indebitamento finanziario netto di gruppo pari a 121 milioni di euro.

⁷ Si segnala che la data di riferimento indicata per ciascun evento è relativa alla data del comunicato stampa.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico in Messico

27 ottobre – Enel Green Power (“EGP”) ha avviato i lavori per la costruzione dell’impianto eolico di Palo Alto nello stato di Jalisco, in Messico. L’impianto, situato a Ojuelos, è detenuto da Energia Limpia de Palo Alto S. de R.L. de C.V., una società controllata da Enel Green Power Mexico S. de R.L. de C.V. e avrà una capacità installata totale di 129 MW. Una volta in esercizio, Palo Alto, composto da 43 turbine da 3 MW ciascuna, sarà in grado di generare oltre 350 GWh all’anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di circa 200 mila famiglie messicane, evitando così l’emissione in atmosfera di quasi 200 mila tonnellate di CO2 all’anno. Al progetto, il cui completamento ed entrata in esercizio sono previsti nel secondo semestre del 2016, sono associati contratti a lungo termine di vendita dell’energia.

La realizzazione dell’impianto, in linea con gli obiettivi di crescita dell’attuale piano industriale di EGP, richiede un investimento complessivo di circa 250 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power.

Enel Green Power consolida 445 MW di capacità eolica a seguito della scissione di ENEOP

28 ottobre – Enel Green Power (“EGP”) ha acquisito la proprietà di sei parchi eolici in Portogallo per una capacità installata totale di 445 MW, a seguito dell’approvazione da parte dell’Assemblea Generale degli Azionisti di Eólicas de Portugal, SA (“ENEOP”) della scissione della società con conseguente assegnazione dei suoi asset eolici, pari a 1.333 MW, agli azionisti, in base a una quota pro rata proporzionale alla loro partecipazione. La conclusione dell’operazione di scissione di ENEOP soddisfa la condizione sospensiva per il perfezionamento dell’accordo firmato a settembre con First State Wind Energy Investments SA per la vendita di tutti gli asset di EGP in Portogallo. ENEOP era una joint venture tra Enel Green Power España, S.L. (“EGPE”) attraverso la sua controllata Finerge Gestão de Projectos Energéticos SA (“Finerge estão”) e la società da quest’ultima interamente posseduta TP-Sociedade Térmica Portuguesa SA (“TP”), EDP Renewables SGPS SA e Generg Expansão SA. I sei parchi eolici saranno posseduti da Finerge Wind, S.A., una nuova società creata per detenere gli asset, di proprietà al 50 per cento di Finerge Gestão e al 50 per cento di TP. Con i nuovi asset, la capacità installata netta di EGP in Portogallo attualmente è pari a 642 MW. Le condizioni di scissione hanno ricevuto le approvazioni da parte del Segretario di Stato per l’Energia del Governo portoghese, della Direzione Generale per l’Energia e la Geologia e dall’Autorità della Concorrenza portoghese.

Accordo per il rinnovamento eolico sostenibile

3 novembre - E2i, Enel Green Power, ERG Renew, Falck Renewables, IVPC insieme a Legambiente e Anci hanno firmato la “Carta per il rinnovamento eolico sostenibile”. Obiettivo del documento è quello di identificare regole operative, criteri applicativi, standard, procedure e “*best practices*” che permettano di garantire efficacia e trasparenza nei progetti di rinnovamento del parco eolico esistente in Italia per costruire un percorso di sostenibilità qualificante. Attraverso il rinnovamento e l’utilizzo di tecnologie moderne è, infatti, oggi possibile ridurre il numero degli aerogeneratori e, senza diminuire la potenza installata, produrre più energia “verde”, offrendo maggiore flessibilità tecnica a servizio della Rete elettrica. La Carta è articolata su quattro principi cardine: la tutela e valorizzazione delle risorse naturali in siti già operativi; l’utilizzo ottimale del territorio massimizzando l’uso delle opere infrastrutturali esistenti; il contenimento e la mitigazione degli impatti ambientali in tutte le fasi del processo; la continuità e la trasparenza nel rapporto con il territorio, le istituzioni e le comunità locali.

Enel Green Power al via il parco eolico di Dois Riachos in Brasile

4 novembre – Enel Green Power (EGP) ha completato ed allacciato alla rete il parco eolico di Dois Riachos, situato nello stato di Bahia nel Nord Est del Brasile. Si tratta del primo impianto del complesso eolico di Serra Azul, da 118 MW di capacità installata, ad avviare la produzione. Dois Riachos con una capacità installata di 30 MW è in grado di generare oltre 140 GWh all'anno, evitando così l'emissione in atmosfera di quasi 14 mila tonnellate di CO₂. Il complesso di Serra Azul è composto da altri tre impianti eolici: Damascena (30 MW), Maniçoba (30 MW) e Esperança (28 MW). Una volta completato Serra Azul sarà in grado di generare oltre 500 GWh all'anno, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 50 mila tonnellate di CO₂. L'energia prodotta dal parco eolico sarà venduta attraverso contratti di fornitura prevalentemente al mercato regolato. La realizzazione di Serra Azul ha richiesto un investimento complessivo di circa 220 milioni di dollari USA, parzialmente coperto da un finanziamento di IFC (International Finance Corporation), membro del World Bank Group, e da un finanziamento di Itaú Unibanco SA, correlati alla costruzione di parchi eolici nel Nord Est del Brasile.

DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI

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

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari Giulio Antonio Carone dichiara, ai sensi dell'art. 154-*bis*, comma 2, del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2015 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.