

Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2015



Indice

La nostra missione	4
Premessa	6
Sintesi dei risultati.....	8
Risultati per area di attività.....	21
Italia	26
Penisola iberica	33
America Latina.....	38
Europa dell'Est.....	44
Energie Rinnovabili	50
Altro, elisioni e rettifiche.....	55
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo.....	56
Analisi della struttura finanziaria del Gruppo.....	57
Fatti di rilievo del terzo trimestre del 2015	61
Scenario di riferimento	63
Aspetti normativi e tariffari	69
Prevedibile evoluzione della gestione.....	82
Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2015.....	83
Conto economico consolidato sintetico	84
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	85
Situazione patrimoniale consolidata sintetica	86
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	87
Rendiconto finanziario consolidato sintetico	88
Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2015	89
Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis, comma 2 del D.Lgs. 58/1998	121

La nostra missione

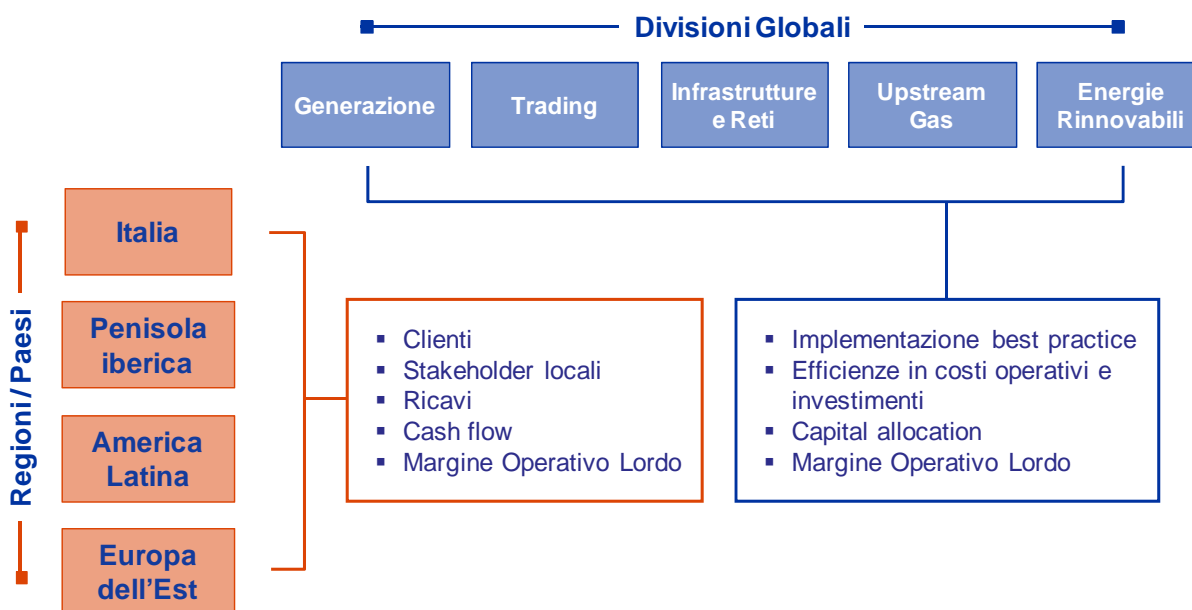
In Enel abbiamo la missione di generare e distribuire valore nel mercato internazionale dell'energia, a vantaggio delle esigenze dei clienti, dell'investimento degli azionisti, della competitività dei Paesi in cui operiamo e delle aspettative di tutti quelli che lavorano con noi. Enel opera al servizio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

Modello organizzativo di Enel

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

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

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



In particolare, la nuova struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola pertanto in una matrice che considera:

- > *Divisioni* (Generazione Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading, Upstream Gas), cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni ed il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo; alle Divisioni è affidato inoltre il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo potrà beneficiare di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie linee di business. Ogni singolo progetto sarà valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo;
- > *Regioni e Paesi* (Italia, Iberia, America Latina, Europa dell'Est), cui è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali ed autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Divisioni;

A tale matrice si associano in un'ottica di supporto al business:

- > *Funzioni Globali di Servizio* (Acquisti e ICT), cui è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo;
- > *Funzioni di Holding* (Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, Audit, Rapporti con l'Unione Europea, Innovazione e Sostenibilità), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.

Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2015 è stato redatto in osservanza a quanto disposto dall'art. 154 ter, comma 5, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998 n. 58. e in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (International Accounting Standards – IAS e International Financial Reporting Standards - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) ed alle interpretazioni IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura del periodo. L'insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU". Per una trattazione più completa dei principi contabili e dei criteri di valutazione applicati si rinvia alla successiva Nota 1 nelle Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato.

Rideterminazione dei dati economici

I dati economici del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2014, inclusi nel presente Resoconto intermedio di gestione ai soli fini comparativi, sono stati rideterminati a seguito dell'introduzione dell'IFRIC 21 - Tributi, con decorrenza 1° gennaio 2015. In particolare, sono stati rilevati retrospettivamente gli effetti derivanti dalla contabilizzazione di talune imposte non sul reddito nel momento in cui si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo, così come definito dalla legislazione. Nello specifico si tratta di alcune imposte indirette sui beni immobili in Spagna che sono state rilevate per intero a inizio esercizio e non più riscontate lungo lo stesso. Per maggiori dettagli circa gli effetti di tali rideterminazioni si rinvia alla successiva Nota 2 delle Note illustrative del Bilancio consolidato abbreviato.

Definizione degli indicatori di performance

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

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

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

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

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

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

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

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

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferiti, dai "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di performance patrimoniale. Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Sintesi dei risultati

Dati economici, patrimoniali e finanziari

3° trimestre		Milioni di euro	Primi nove mesi	
2015	2014 restated		2015	2014 restated
18.366	17.974	Ricavi	55.998	54.075
4.200	3.746	Margine operativo lordo	12.161	11.593
1.224	2.160	Risultato operativo	6.308	7.140
293	397	Risultato netto del Gruppo e di terzi	2.922	2.615
256	282	Risultato netto del Gruppo	2.089	1.947
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,22	0,21
		Capitale investito netto	90.632	88.528 ⁽¹⁾
		Indebitamento finanziario netto	39.357	37.383 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	51.275	51.145 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,42	3,35 ⁽¹⁾
		Cash flow da attività operativa	5.177	2.930
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.680 ⁽²⁾	4.012

(1) Dati al 31 dicembre 2014.

(2) Il dato dei primi nove mesi del 2015 non include 401 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2015 sono pari a 55.998 milioni di euro con un incremento di 1.923 milioni di euro (+3,6%) rispetto ai primi nove mesi del 2014. L'incremento, particolarmente concentrato nel primo trimestre, è prevalentemente da riferire ai maggiori ricavi per vendite di combustibili, gas e di certificati verdi, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dalle minori vendite di energia elettrica. Inoltre, si segnalano i maggiori ricavi in Argentina a seguito delle modifiche introdotte dalla *Resolucion* n. 32/2015 e gli ulteriori contributi relativi al programma PUREE e al MMC (*Mecanismo de Monitoreo de Costos*), nonché i maggiori ricavi in Cile per effetto dell'acquisizione del controllo del Gruppo Gas Atacama, effettuata ad aprile 2014. L'impatto della variazione dei tassi di cambio delle altre valute rispetto all'euro è negativo per circa 515 milioni di euro, quale saldo netto tra il deprezzamento di alcune valute (tra cui rublo russo, pesos colombiano e real brasiliano) e l'apprezzamento di altre (in particolare pesos cileno, dollaro statunitense e sol peruviano) rispetto all'euro.

Inoltre, si segnala che i ricavi dei primi nove mesi del 2015 includono la plusvalenza realizzata dalla cessione di SE Hydropower per 141 milioni di euro, il negative goodwill e la contestuale rimisurazione a fair value dell'interessenza già detenuta dal Gruppo a seguito dell'acquisizione di 3Sun per complessivi 132 milioni di euro; nell'analogo periodo dell'esercizio precedente includevano l'adeguamento del prezzo di vendita (82 milioni di euro) della società Artic Russia, ceduta a fine 2013, e la rimisurazione al fair value (per 50 milioni di euro) delle attività nette di SE Hydropower, a seguito della perdita del controllo nella suddetta società avvenuta agli inizi dell'esercizio 2014.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Italia	28.430	27.029	1.401	5,2%
Penisola Iberica	15.192	15.105	87	0,6%
America Latina	7.974	6.885	1.089	15,8%
Europa dell'Est	3.541	3.932	(391)	-9,9%
Energie Rinnovabili	2.258	2.016	242	12,0%
Altro, elisioni e rettifiche	(1.397)	(892)	(505)	-56,6%
Totale	55.998	54.075	1.923	3,6%

Il **marginale operativo lordo**, pari a 12.161 milioni di euro, evidenzia un incremento di 568 milioni di euro (+4,9%) rispetto ai primi nove mesi del 2014. In particolare, oltre ai sopracitati effetti derivanti da operazioni straordinarie (con un differenziale positivo di 141 milioni di euro), l'incremento del margine è generalizzato in tutte le aree, ad eccezione dell'Italia che risente del minor margine da generazione da fonti convenzionali e sulle attività di Infrastrutture e Reti. Infatti, il margine operativo lordo evidenzia una crescita in America Latina (in particolar modo in Argentina per effetto delle sopracitate modifiche regolatorie che compensano l'effetto negativo netto derivante dalle differenze cambi), in Spagna (prevalentemente nell'attività di generazione di energia elettrica e sui certificati ambientali), da parte della Divisione Energie Rinnovabili (in particolare per effetto dell'apprezzamento del dollaro statunitense) e nell'Europa dell'Est (dove il calo del margine in Russia, dovuto a dinamiche di mercato oltre che al deprezzamento del rublo, è più che compensato dal rilascio parziale del fondo oneri per smaltimento del combustibile nucleare esausto alla luce della nuova normativa introdotta a luglio 2015 in Slovacchia). L'impatto della variazione dei tassi di cambio delle altre valute rispetto all'euro è negativo per circa 78 milioni di euro, quale saldo netto tra il deprezzamento di alcune valute (tra cui rublo russo, pesos colombiano e real brasiliano) e l'apprezzamento di altre (in particolare pesos cileno, dollaro statunitense e sol peruviano) rispetto all'euro.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Italia	4.558	4.935	(377)	-7,6%
Penisola Iberica	2.797	2.495	302	12,1%
America Latina	2.292	2.026	266	13,1%
Europa dell'Est	1.125	783	342	43,7%
Energie Rinnovabili	1.470	1.312	158	12,0%
Altro, elisioni e rettifiche	(81)	42	(123)	-
Totale	12.161	11.593	568	4,9%

Il **risultato operativo** ammonta a 6.308 milioni di euro, con un decremento di 832 milioni di euro (-11,7%) rispetto all'analogo periodo del 2014. La variazione trova riscontro nelle maggiori perdite di valore rilevate sulle attività materiali e immateriali per complessivi 1.605 milioni di euro (rilevate sugli asset di generazione russi e rinnovabili rumeni a seguito del mutare degli scenari di mercato e regolatori, e sugli asset slovacchi al fine di rialinearne il valore contabile al presumibile valore di realizzo), solo parzialmente compensate dai minori ammortamenti e dall'incremento del margine operativo lordo.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Italia	3.098	3.324	(226)	-6,8%
Penisola Iberica	1.574	1.089	485	44,5%
America Latina	1.580	1.338	242	18,1%
Europa dell'Est	(594)	484	(1.078)	-
Energie Rinnovabili	751	885	(134)	-15,1%
Altro, elisioni e rettifiche	(101)	20	(121)	-
Totale	6.308	7.140	(832)	-11,7 %

Il **risultato netto del Gruppo** dei primi nove mesi del 2015 ammonta a 2.089 milioni di euro rispetto ai 1.947 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (+7,3%). In particolare, la sopracitata riduzione del risultato operativo è stata più che compensata dai minori oneri finanziari netti (prevalentemente connessi a partite non ricorrenti rilevate nei due periodi a confronto) e dagli effetti positivi connessi alle minori imposte, solo parzialmente compensati dal maggior peso delle interessenze di terzi, principalmente riferibili alla cessione del 21,92% di Endesa, avvenuta nel quarto trimestre 2014. In particolare, le minori imposte del periodo si riferiscono, per quanto riguarda l'Italia, al beneficio derivante dall'eliminazione per incostituzionalità dell'aliquota addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax") e alla modifica circa la deducibilità dei costi del personale ai fini IRAP; a tali fattori, si sommano gli effetti delle variazioni di aliquota all'estero nei due periodi a confronto, in particolar modo in Spagna, Cile e Colombia.

Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 1.751 milioni di euro, ammonta a 90.632 milioni di euro al 30 settembre 2015 (88.528 milioni di euro al 31 dicembre 2014) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 51.275 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 39.357 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 settembre 2015, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,77 (0,73 al 31 dicembre 2014).

L'**indebitamento finanziario netto**, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita, si attesta a 39.357 milioni di euro al 30 settembre 2015 in incremento di 1.974 milioni di euro rispetto ai 37.383 milioni di euro del 31 dicembre 2014, risentendo negativamente del fabbisogno generato dagli investimenti del periodo, dal pagamento dei dividendi e dall'andamento dei tassi di cambio.

Gli **investimenti** ammontano a 4.680 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015, con un incremento di 668 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2014, riferito essenzialmente alle attività di generazione da fonte rinnovabile all'estero.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Italia	957 ⁽¹⁾	915	42	4,6%
Penisola Iberica	575	513	62	12,1%
America Latina	1.289	911	378	41,5%
Europa dell'Est	135 ⁽²⁾	598	(463)	-77,4%
Energie Rinnovabili	1.700	1.060	640	60,4%
Altro, elisioni e rettifiche	24	15	9	60,0%
Totale	4.680	4.012	668	16,7%

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

(2) Il dato non include include 400 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

3° trimestre						Primi nove mesi						
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	
2015			2014			2015			2014			
18,0	56,1	74,1	18,2	56,5	74,7	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	52,5	161,2	213,7	54,1	156,4	210,5
59,2	49,7	108,9	56,5	48,2	104,7	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	169,4	144,1	313,5	167,5	140,8	308,3
23,7	43,6	67,3	22,1	43,5	65,6	Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	65,9	129,1	195,0	65,8	130,1	195,9
0,3	1,0	1,3	0,3	0,8	1,1	Vendite di gas alla clientela finale (Miliardi di m ³)	2,8	3,5	6,3	2,4	3,1	5,5
						Dipendenti alla fine del periodo (n.) ^{(2) (3)}	33.218	35.166	68.384	33.405	35.556	68.961

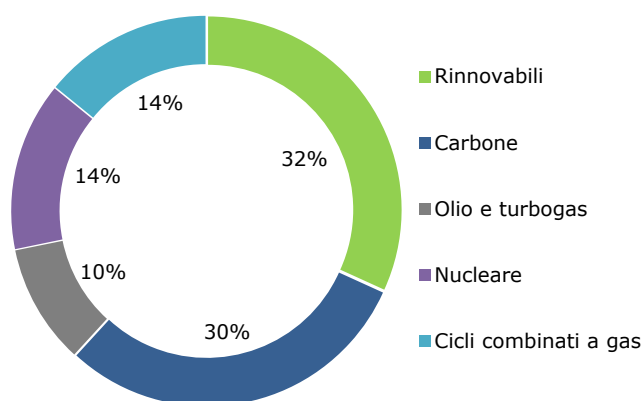
(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Include 3.981 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2015 (4.430 unità al 31 dicembre 2014).

(3) Al 31 dicembre 2014.

L'energia netta prodotta da Enel nei primi nove mesi del 2015 registra un incremento di 3,2 TWh rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2014 (+1,5%). In particolare, l'incremento da attribuire alla maggiore produzione realizzata all'estero (+4,8 TWh) è riferito sostanzialmente al maggior apporto della fonte termoelettrica, solo parzialmente compensato dalla minor produzione da fonte rinnovabile. Infine, si segnala che il 31,8% dell'energia netta prodotta da Enel nei primi nove mesi del 2015 è da fonte rinnovabile (34,0% nei primi nove mesi del 2014).

Energia elettrica netta prodotta per fonte (primi nove mesi del 2015)

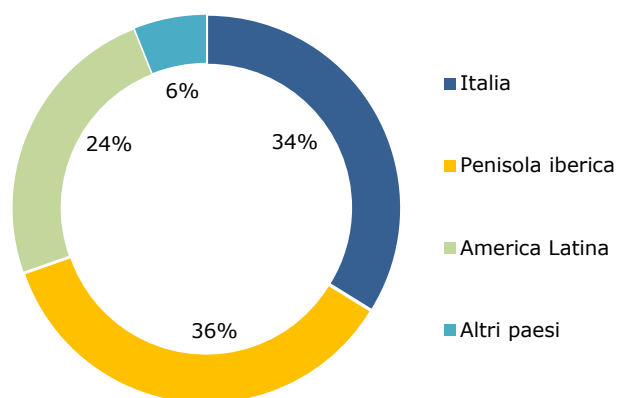


L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** nei primi nove mesi del 2015 è pari a 313,5 TWh, in crescita di 5,2 TWh (+1,7%), risentendo sostanzialmente della maggiore domanda di energia elettrica in Spagna e in America Latina, ad eccezione del Brasile.

L'**energia venduta da Enel** nei primi nove mesi del 2015 è pari a 195,0 TWh e registra rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente un decremento di 0,9 TWh (-0,5%).

In particolare le minori vendite realizzate nella Penisola Iberica, per effetto del continuo passaggio al mercato libero, sono state solo parzialmente compensate dalle maggiori quantità vendute in Italia e in America Latina.

Energia elettrica venduta per area geografica (primi nove mesi del 2015)



Il **gas venduto** nei primi nove mesi del 2015 è pari a 6,3 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,8 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 settembre 2015 è pari a 68.384 dipendenti, di cui circa il 51,4% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione, pari a 577 unità, è riferibile al saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (-880 unità), parzialmente compensato dalle variazioni di perimetro (+303 unità); in particolare queste ultime si riferiscono principalmente al consolidamento di 3SUN (ottenuto mediante l'acquisto di una ulteriore quota del 66%) e della società indiana BLP Energy.

n.

	30.09.2015	31.12.2014
Italia ⁽¹⁾	29.834	30.803
Penisola Iberica	10.062	10.500
America Latina ⁽²⁾	12.297	12.301
Europa dell'Est ⁽³⁾	10.301	10.411
Rinnovabili ⁽⁴⁾	4.262	3.609
Altro, elisioni e rettifiche	1.628	1.337
Totale	68.384	68.961

⁽¹⁾ Include 41 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2014.

⁽²⁾ Include 15 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2014.

⁽³⁾ Include 3.954 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2015 (4.374 unità al 31 dicembre 2014).

⁽⁴⁾ Include 27 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2015.

Risultati economici del Gruppo

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni	
18.366	17.974	392	2,2%	Totale ricavi	55.998	54.075	1.923	3,6%
14.068	14.129	(61)	-0,4%	Totale costi	43.915	42.389	1.526	3,6%
(98)	(99)	1	-1,0%	Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	78	(93)	171	-
4.200	3.746	454	12,1%	Margine operativo lordo	12.161	11.593	568	4,9%
2.976	1.586	1.390	87,6%	Ammortamenti e perdite di valore	5.853	4.453	1.400	31,4%
1.224	2.160	(936)	-43,3%	Risultato operativo	6.308	7.140	(832)	-11,7%
214	1.075	(861)	-80,1%	Proventi finanziari	2.924	2.294	630	27,5%
935	1.903	(968)	-50,9%	Oneri finanziari	4.922	4.798	124	2,6%
(721)	(828)	107	12,9%	Totale proventi/(oneri) finanziari	(1.998)	(2.504)	506	20,2%
28	(4)	32	-	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	36	49	(13)	-26,5%
531	1.328	(797)	-60,0%	Risultato prima delle imposte	4.346	4.685	(339)	-7,2%
238	931	(693)	-74,4%	Imposte	1.424	2.070	(646)	-31,2%
293	397	(104)	-26,2%	Risultato delle continuing operations	2.922	2.615	307	11,7%
-	-	-	-	Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
293	397	(104)	-26,2%	Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	2.922	2.615	307	11,7%
256	282	(26)	-9,2%	Quota di interessenza del Gruppo	2.089	1.947	142	7,3%
37	115	(78)	-67,8%	Quota di interessenza di terzi	833	668	165	24,7%

Ricavi

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni	
11.928	12.186	(258)	-2,1%	Vendita energia elettrica	34.979	35.434	(455)	-1,3%
2.328	2.296	32	1,4%	Trasporto energia elettrica	6.993	6.971	22	0,3%
199	191	8	4,2%	Corrispettivi da gestori di rete	597	560	37	6,6%
331	391	(60)	-15,3%	Contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	935	1.004	(69)	-6,9%
583	529	54	10,2%	Vendita gas	2.875	2.599	276	10,6%
66	56	10	17,9%	Trasporto gas	358	323	35	10,8%
29	-	29	-	Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	74	82	(8)	-9,8%
-	3	(3)	-	Plusvalenze da cessione attività	184	88	96	-
2.902	2.322	580	25,0%	Altri servizi, vendite e proventi diversi	9.003	7.014	1.989	28,4%
18.366	17.974	392	2,2%	Totale	55.998	54.075	1.923	3,6%

Nei primi nove mesi del 2015 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 34.979 milioni di euro (11.928 nel terzo trimestre 2015), con un decremento di 455 milioni di euro (258 nel terzo trimestre 2015) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-1,3% nei primi nove mesi e -2,1% nel terzo trimestre 2015). Tale decremento è sostanzialmente da collegare ai seguenti fattori:

- > riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 700 milioni di euro (201 milioni di euro nel terzo trimestre 2015), prevalentemente connessa ai minori ricavi da vendita in Russia per

effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro e delle minori quantità vendute sulle Borse nazionali dell'energia elettrica;

- > incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 419 milioni di euro (101 milioni di euro nel terzo trimestre 2015), essenzialmente connesso ad un incremento delle vendite sul mercato regolato in America Latina (e in particolar modo in Brasile e Cile per l'effetto congiunto delle maggiori quantità vendute e del favorevole andamento del tasso di cambio cileno), parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi in Italia. In particolare, i ricavi conseguiti sui mercati regolati si incrementano di 304 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015, pur registrando un decremento di 32 milioni di euro nel terzo trimestre 2015, a cui si aggiungono i maggiori ricavi sui mercati liberi per 115 milioni di euro (133 milioni di euro nel terzo trimestre 2015);
- > diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 173 milioni di euro (159 milioni di euro nel terzo trimestre 2015), conseguente ai minori volumi intermediati.

I ricavi **da trasporto di energia elettrica** ammontano nei primi nove mesi del 2015 a 6.993 milioni di euro, con un incremento di 22 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre sono pari a 2.328 milioni di euro registrando un incremento di 32 milioni di euro. Tale andamento in entrambe i periodi è riferibile prevalentemente ai maggiori ricavi relativi al trasporto di energia ai clienti finali connessi essenzialmente all'incremento delle quantità vettorate.

I ricavi per **contributi ricevuti da Cassa Conguaglio e dagli altri organismi assimilati** sono pari, nei primi nove mesi del 2015 a 935 (331 milioni di euro nel terzo trimestre 2015) in diminuzione di 69 milioni di euro (60 milioni di euro nel terzo trimestre 2015) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare i minori contributi sono relativi all'area extrapeninsulare spagnola, ove l'effetto congiunto delle maggiori vendite e del calo dei prezzi dei combustibili ha più che compensato l'impatto dei minori contributi contabilizzati nei primi nove mesi del 2014 per l'adeguamento di partite pregresse dovuto a modifiche regolatorie.

I ricavi per **vendita di gas** nei primi nove mesi del 2015 sono pari a 2.875 milioni di euro con un incremento di 276 milioni di euro (+10,6%), mentre nel terzo trimestre 2015 sono pari a 583 milioni di euro, in incremento di 54 milioni di euro (+10,2%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione nei due periodi di riferimento risente essenzialmente delle maggiori vendite ai clienti finali nella Penisola iberica.

I ricavi per **trasporto di gas** nei primi nove mesi del 2015 sono pari a 358 milioni di euro (66 milioni di euro nel terzo trimestre 2015) con un incremento di 35 milioni di euro nei nove mesi (+10,8%) registrando un andamento analogo a quello delle vendite della commodity stessa.

I proventi da **rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** nei primi nove mesi del 2015 ammontano a 74 milioni di euro (82 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014). In particolare, i proventi relativi al 2015 si riferiscono per 45 milioni di euro e per 29 milioni di euro all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo rispettivamente della società 3SUN e del Consorzio Eneop. Nel corrispondente periodo del 2014 tale voce era riferibile all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo residue (i) dopo la perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance (50 milioni di euro) e (ii) già possedute da Enel antecedentemente

all'acquisizione del pieno controllo di Inversiones Gas Atacama (29 milioni di euro) e Buffalo Dunes Wind Project (3 milioni di euro).

Le **plusvalenze da cessione di attività** nei primi nove mesi del 2015 sono pari a 184 milioni di euro (88 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014) e sono prevalentemente riferibili per 156 milioni di euro alla vendita delle società SF Energy e SE Hydropower. Nei primi nove mesi del 2014 tale voce era riferita principalmente all'adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia (82 milioni di euro), per il verificarsi delle condizioni previste nella clausola di earn-out inclusa negli accordi stipulati con la parte acquirente prima del completamento della vendita.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nei primi nove mesi del 2015 a 9.003 milioni di euro (7.014 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente), mentre nel terzo trimestre 2015, sono pari a 2.902 milioni di euro (2.322 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) con un incremento di 1.989 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014 (+28,4%) e di 580 milioni di euro (+25,0%) rispetto al terzo trimestre 2014.

La variazione, in entrambi i periodi esaminati, è dovuta principalmente:

- > all'aumento per 1.409 milioni di euro dei ricavi da vendita di combustibili per trading (568 milioni di euro nel terzo trimestre 2015), comprensivi dei ricavi per il servizio di shipping, sostanzialmente connesso alle maggiori quantità vendute nei mercati internazionali di tali commodity;
- > alle maggiori vendite di certificati ambientali, compensati dai minori contributi ricevuti per gli stessi, con un effetto netto di 257 (effetto netto negativo per 45 nel terzo trimestre 2015);
- > alle modifiche regolatorie in Argentina introdotte con la *Resolucion* n. 32/2015 in merito al riconoscimento dei ricavi e al *Mecanismo de Monitoreo de Costes* con un impatto positivo complessivo rispetto ai primi nove mesi del 2014 di 260 milioni di euro;
- > al negative goodwill derivante dall'acquisizione di 3Sun per 87 milioni di euro.

Costi

3° trimestre				Milioni di euro				Primi nove mesi			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni				
5.627	5.741	(114)	-2,0%	Acquisto di energia elettrica	16.505	16.915	(410)	-2,4%			
1.523	1.503	20	1,3%	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	4.339	4.358	(19)	-0,4%			
2.269	1.658	611	36,9%	Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	7.345	5.345	2.000	37,4%			
194	250	(56)	-22,4%	Materiali	864	808	56	6,9%			
1.126	1.159	(33)	-2,8%	Costo del personale	3.464	3.377	87	2,6%			
3.569	3.531	38	1,1%	Servizi e godimento beni di terzi	11.025	10.791	234	2,2%			
107	613	(506)	-82,5%	Altri costi operativi	1.365	1.805	(440)	-24,4%			
(347)	(326)	(21)	-6,4%	Costi capitalizzati	(992)	(1.010)	18	-1,8%			
14.068	14.129	(61)	-0,4%	Totale	43.915	42.389	1.526	3,6%			

I costi per **acquisto di energia elettrica** subiscono un decremento nei primi nove mesi del 2015 di 410 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2014 (114 milioni di euro nel terzo trimestre 2015) corrispondente ad una riduzione del 2,4% (-2,0% nei due trimestri a confronto). In entrambi i periodi di riferimento, tale andamento riflette principalmente i minori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali (205 milioni di euro e 40 milioni di euro rispettivamente nei primi nove mesi e nel terzo

trimestre 2015) e dei minori costi di acquisto di energia elettrica sui mercati nazionali ed esteri (205 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015 e 136 milioni di euro nel terzo trimestre 2015), parzialmente compensato solo nel terzo trimestre 2015 da un incremento degli acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica (62 milioni di euro).

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi ai primi nove mesi del 2015 sono pari a 4.339 milioni di euro, registrando un decremento di 19 milioni di euro (-0,4%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nel terzo trimestre 2015 ammontano a 1.523 milioni di euro, rilevando un incremento di 20 milioni di euro (+1,3%). Il decremento dei primi nove mesi risente della riduzione dei prezzi medi unitari dei combustibili che ha più che compensato l'incremento di energia generata da fonte termoelettrica.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 7.345 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015 (2.269 milioni di euro nel terzo trimestre 2015), con un incremento di 2.000 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014 e di 611 milioni di euro rispetto al valore del terzo trimestre del 2014. La variazione riflette principalmente la relativa attività di intermediazione effettuata sul mercato delle commodity già commentata nei ricavi, nonché la necessità di coprire il maggior fabbisogno per le vendite ai clienti finali.

I costi per **materiali** ammontano nei primi nove mesi del 2015 a 864 milioni di euro, con un incremento di 56 milioni di euro, ed a 194 milioni di euro nel terzo trimestre 2015, con un decremento di 56 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. L'incremento registrato nei primi nove mesi è dovuto principalmente al maggior approvvigionamento di EUAs e CERs concentrato in particolar modo nel primo trimestre 2015, tanto da determinare nel terzo trimestre 2015 una riduzione di tali costi.

Il **costo del personale** nei primi nove mesi del 2015 è pari a 3.464 milioni di euro, registrando un incremento di 87 milioni di euro (+2,6%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Nel terzo trimestre del 2015, il costo è pari a 1.126 milioni di euro, con un decremento di 33 milioni di euro (-2,8%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

La variazione dei primi nove mesi trova sostanzialmente riscontro:

- > nell'aumento dei costi in America Latina conseguente le maggiori consistenze medie e l'incremento dei costi medi unitari; tale variazione è particolarmente significativa in Argentina a seguito del rinnovo del contratto collettivo di lavoro;
- > nella riduzione delle consistenze medie in Italia e Spagna, anche per effetto dei meccanismi di esodo incentivato introdotti negli esercizi precedenti.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2015 è pari a 68.384 dipendenti, di cui 35.166 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2015 si decrementa di 577 unità, per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-880 unità) e delle variazioni di perimetro (+303 unità) sostanzialmente riconducibili all'acquisizione dell'ulteriore 66% di 3SUN e all'acquisizione della società indiana BLP Energy.

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

Consistenza al 31 dicembre 2014	68.961
Assunzioni	1.971
Cessazioni	(2.851)
Variazioni di perimetro	303
Consistenza al 30 settembre 2015	68.384

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nei primi nove mesi del 2015 ammontano a 11.025 milioni di euro, con un incremento di 234 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2014, mentre nel terzo trimestre 2015 sono pari a 3.569 milioni di euro, registrando un incremento di 38 milioni di euro rispetto al terzo trimestre del 2014. L'andamento nei due periodi di riferimento è sostanzialmente correlato ai maggiori oneri di accesso alla rete (102 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015 e 97 milioni di euro nel terzo trimestre 2015).

Gli **altri costi operativi** nei primi nove mesi del 2015 ammontano a 1.365 milioni di euro con un decremento di 440 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2014, mentre nel terzo trimestre 2015 ammontano a 107 milioni di euro, registrando un decremento di 506 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Il decremento registrato nei due periodi di riferimento risente essenzialmente:

- > del rilascio del fondo smaltimento combustibile nucleare in Slovacchia per 550 milioni di euro effettuato ad esito dello studio elaborato da esperti indipendenti anche alla luce della nuova normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco, il quale ha approvato una nuova strategia per il "back end" del combustibile nucleare esausto;
- > dei minori oneri del *Bono social* a carico delle società elettriche spagnole, a seguito dell'introduzione dell'ordinanza ministeriale n.350/2014,
- > dal rilascio del fondo rischi e oneri (63 milioni di euro), rilevato nei primi nove mesi del 2014, a seguito dell'accordo transattivo formalizzato da Enel Distribuzione con A2A e A2A Reti Elettriche.

Nel primi nove mesi del 2015 i **costi capitalizzati** sono pari a 992 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre del 2015 sono pari a 347 milioni di euro con un andamento principalmente in linea con i corrispondenti periodi dell'esercizio precedente.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 78 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015 (negativi per 93 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e negativi per 98 milioni di euro nel terzo trimestre del 2015 (negativi per 99 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2014). In particolare, i proventi netti relativi ai primi nove mesi del 2015 sono riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 72 milioni di euro (27 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014) ed ai proventi netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 6 milioni di euro (oneri netti per 120 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nei primi nove mesi del 2015 sono pari a 5.853 milioni di euro, registrando un incremento di 1.400 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2015 sono pari a 2.976 milioni di euro, con un incremento di 1.390 milioni di euro. L'incremento rilevato nei primi nove mesi del 2015 è sostanzialmente riferibile ai maggiori perdite di valore rilevate nel corso del terzo trimestre 2015 sulle CGU Enel Russia (919 milioni di euro) e Enel Green Power Romania (155 milioni di euro), nonché su Slovenské elektrárne (531 milioni di euro) per riallinearne il valore degli attivi netti al presumibile valore

di realizzo. Tali effetti sono parzialmente compensati dai minori ammortamenti, effettuati nel 2015, a seguito dei significativi impairment sugli impianti di generazione in Italia, Russia e Slovacchia già rilevati a fine 2014; nonché ai maggiori adeguamenti netti al valore di realizzo dei crediti commerciali per 88 milioni di euro.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2015 ammonta a 6.308 milioni di euro, con un decremento di 832 milioni di euro (-11,7%), mentre nel terzo trimestre 2015 si attesta a 1.224 milioni di euro, con un decremento di 936 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (-43,3%).

Gli **oneri finanziari netti** subiscono un decremento di 506 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015 e di 107 milioni di euro nel terzo trimestre 2015.

Nello specifico, i proventi finanziari dei primi nove mesi del 2015 ammontano a 2.924 milioni di euro, in aumento di 630 milioni rispetto al periodo precedente. Tale variazione trova riscontro:

- > nell'aumento dei proventi da strumenti derivati (510 milioni di euro), prevalentemente a copertura dell'oscillazione dei tassi di cambio;
- > nei minori interessi e altri proventi derivanti da attività finanziaria per 70 milioni di euro;
- > nell'incremento delle differenze positive di cambio per 30 milioni di euro;
- > nell'aumento degli altri proventi per 120 milioni di euro, sostanzialmente relativi alle partite regolatorie sull'attività di distribuzione di energia elettrica in Argentina a seguito delle modifiche, introdotte dalle risoluzioni n.476/2015 e n.1208/2015, al meccanismo di remunerazione di CAMMESA e agli effetti di alcune modifiche alla base di calcolo per le attività finanziarie per i servizi in concessione stabiliti dal regolatore brasiliano per le società distributrici.

Gli oneri finanziari dei primi nove mesi del 2015 ammontano invece a 4.922 milioni di euro, con un incremento di 124 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014. L'incremento è riferibile:

- > ai maggiori oneri su strumenti derivati per 516 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla copertura del rischio di cambio sui finanziamenti accesi;
- > ai minori interessi e oneri su debiti finanziari per 36 milioni di euro;
- > alla diminuzione delle differenze negative di cambio per 116 milioni di euro;
- > al decremento degli altri oneri finanziari per 239 milioni di euro, connesso per 65 milioni di euro all'adeguamento delle attività finanziarie riconosciute a fronte del servizio di concessione delle società brasiliane Ampla e Coelce, a valle delle revisioni tariffarie e per la restante parte da attribuire ai maggiori interessi passivi capitalizzati a seguito dell'incremento degli investimenti effettuati, nonché ai minori oneri per interessi passivi da attualizzazione su fondi incentivi all'esodo.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi nove mesi del 2015 è positiva per complessivi 36 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2015 è positiva per 28 milioni di euro.

Le **imposte** dei primi nove mesi del 2015 ammontano a 1.424 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 32,8% (a fronte di un'incidenza del 44,2% nei primi nove mesi del 2014), mentre l'onere fiscale del terzo trimestre 2015 è stimato pari a 238 milioni di euro. La minore incidenza fiscale dei primi nove mesi del 2015 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente risente essenzialmente:

- > in Italia, del beneficio derivante dall'illegittimità costituzionale sancita a fine 2014 in merito all'applicazione dell'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax") e degli effetti positivi derivanti dalla modifica circa la deducibilità del costo del personale ai fini IRAP, nonché alla fiscalità in regime di sostanziale esenzione associata alle plusvalenze derivanti dalle cessioni di SE Hydropower e San Floriano Energy;
- > della variazione dell'aliquota fiscale in Spagna dal 30% al 28%;
- > dell'impatto negativo rilevato nel terzo trimestre 2014 per 280 milioni di euro derivante dall'incremento delle aliquote (dal 20% al 27% in maniera progressiva fino al 2018) sancito dalla riforma tributaria in Cile che ha comportato un adeguamento della fiscalità differita netta.

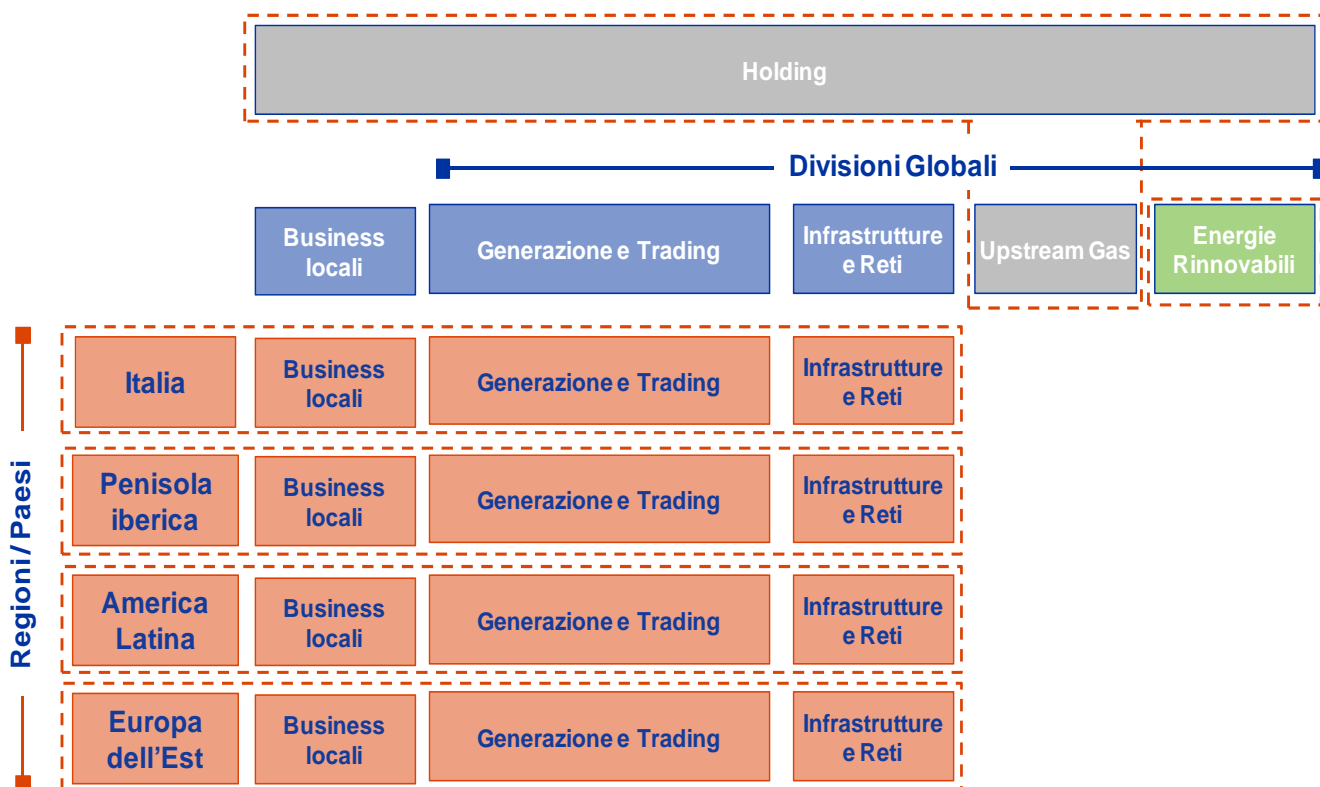
Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'aumento delle imposte correnti derivante dall'incremento rilevato nell'aliquota fiscale applicabile in Cile e Colombia.

Risultati per area di attività

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

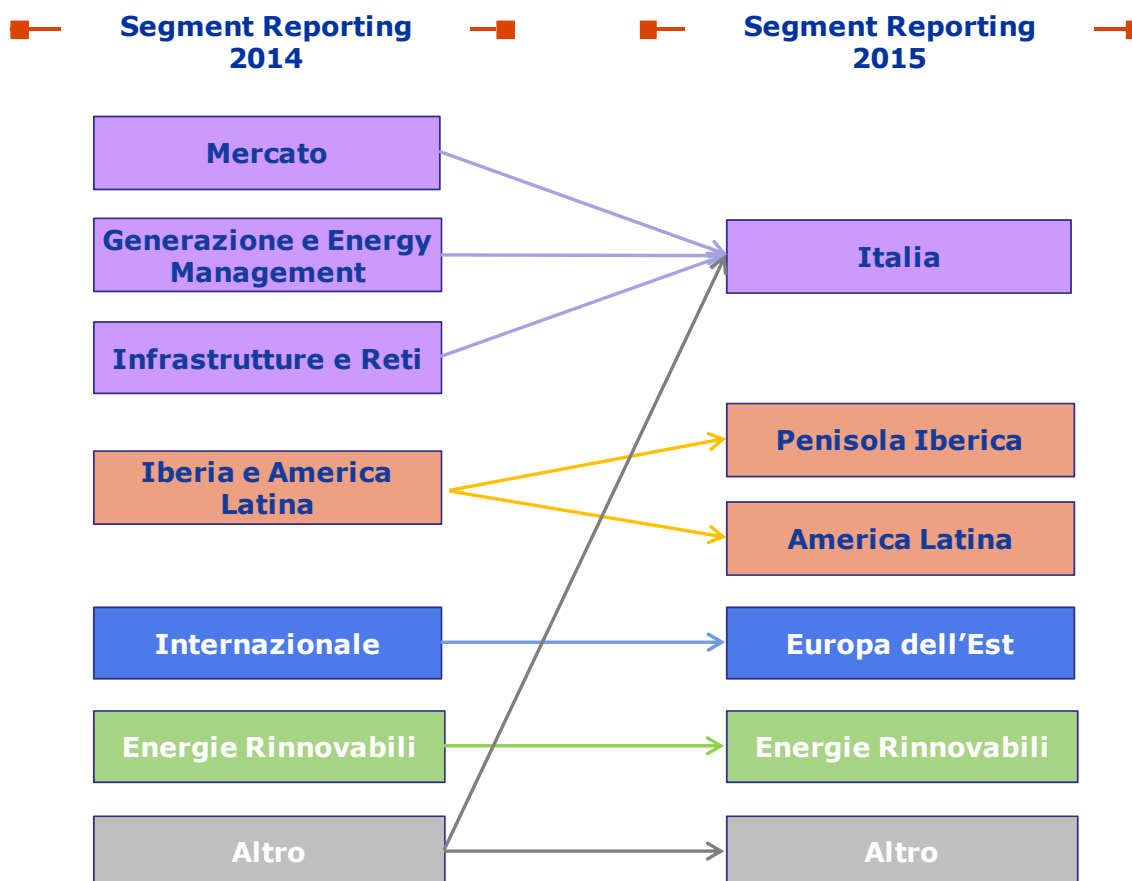
In particolare, tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach", l'avvento della nuova organizzazione ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dall'inizio del 2015. Nel dettaglio, i risultati per settore di attività inclusi nel presente Resoconto intermedio di gestione sono costruiti identificando come "reporting segment primario" la vista per Regioni e Paesi, con l'eccezione della Divisione Energie Rinnovabili che sfrutta una gestione accentrata in capo alla subholding Enel Green Power e quindi in termini di responsabilità gode di maggiore autonomia rispetto alle altre Divisioni. Si segnala, infine, che sulla base dei criteri determinati dall'IFRS 8, si è anche tenuto conto della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal medesimo principio contabile internazionale e, pertanto, la voce "Altro, elisioni e rettifiche", oltre ad includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici intersettoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA e della Divisione Upstream Gas.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



relativi al primo trimestre 2014 sono stati rideterminati per tener conto della nuova struttura organizzativa. In particolare, senza considerare alcuni spostamenti di società minori, di seguito sono riportate le principali modifiche:

- > le Divisioni Mercato, Generazione ed Energy Management e Infrastrutture e Reti, operanti per la quasi totalità nel territorio italiano, sono oggi incluse nell'ambito della Country Italia;
- > la Divisione Iberia e America Latina, anche a seguito dell'operazione di riorganizzazione effettuata nel 2014, è oggi suddivisa nella Penisola Iberica e in America Latina;
- > le attività di servizio e supporto residenti nel territorio italiano sono ora classificate all'interno della Country Italia, anziché nel segmento residuale.



Risultati per area di attività del terzo trimestre 2015 e 2014

Terzo trimestre 2015 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	9.183	4.945	2.547	1.093	595	3	18.366
Ricavi intersettoriali	276	48	21	74	70	(489)	-
Totale Ricavi	9.459	4.993	2.568	1.167	665	(486)	18.366
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	18	(80)	(1)	(19)	(17)	1	(98)
Margine operativo lordo	1.421	828	855	733	392	(29)	4.200
Ammortamenti e perdite di valore	457	413	223	1.538	338	7	2.976
Risultato operativo	964	415	632	(805)	54	(36)	1.224

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

Terzo trimestre 2014 ⁽¹⁾⁽²⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	8.588	5.181	2.393	1.224	594	(6)	17.974
Ricavi intersettoriali	148	21	-	77	57	(303)	-
Totale Ricavi	8.736	5.202	2.393	1.301	651	(309)	17.974
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(87)	(30)	(4)	3	22	(3)	(99)
Margine operativo lordo	1.486	798	772	276	423	(9)	3.746
Ammortamenti e perdite di valore	579	499	238	107	156	7	1.586
Risultato operativo	907	299	534	169	267	(16)	2.160

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

(2) I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto dell'introduzione, con efficacia retroattiva, dell'IFRC 21 - Tributi. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 2 delle Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato.

Risultati per area di attività dei primi nove mesi del 2015 e del 2014

Primi nove mesi 2015 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	27.573	15.089	7.951	3.308	2.066	11	55.998
Ricavi intersettoriali	857	103	23	233	192	(1.408)	-
Totale Ricavi	28.430	15.192	7.974	3.541	2.258	(1.397)	55.998
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	120	(11)	(4)	(16)	(16)	5	78
Margine operativo lordo	4.558	2.797	2.292	1.125	1.470	(81)	12.161
Ammortamenti e perdite di valore	1.460	1.223	712	1.719	719	20	5.853
Risultato operativo	3.098	1.574	1.580	(594)	751	(101)	6.308
Investimenti	957 ⁽²⁾	575	1.289	135 ⁽³⁾	1.700	24	4.680

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

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

(3) Il dato non include 400 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primi nove mesi 2014 ⁽¹⁾⁽²⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	26.553	15.021	6.883	3.687	1.840	91	54.075
Ricavi intersettoriali	476	84	2	245	176	(983)	-
Totale Ricavi	27.029	15.105	6.885	3.932	2.016	(892)	54.075
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(155)	(4)	(1)	3	68	(4)	(93)
Margine operativo lordo	4.935	2.495	2.026	783	1.312	42	11.593
Ammortamenti e perdite di valore	1.611	1.406	688	299	427	22	4.453
Risultato operativo	3.324	1.089	1.338	484	885	20	7.140
Investimenti	915	513	911	598	1.060	15	4.012

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

(2) I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto dell'introduzione, con efficacia retroattiva, dell'IFRC 21 - Tributi. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 2 delle Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato.

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente alle Divisioni globali, classificando i risultati in base alla linea di business. Nella seguente tabella, il margine operativo lordo è presentato per i due periodi a confronto, con l'obiettivo di assicurare una visibilità dei risultati non solo per Regione/Paese, ma anche per Divisione/Business line.

Margine operativo lordo

Miloni di euro	Business locali						Divisioni globali									Totale					
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading			Infrastrutture e Reti			Energie Rinnovabili			Altro, elisioni e rettifiche			9 mesi 2015	9 mesi 2014	Var.
	9 mesi 2015	9 mesi 2014	Var.	9 mesi 2015	9 mesi 2014	Var.	9 mesi 2015	9 mesi 2014	Var.	9 mesi 2015	9 mesi 2014	Var.	9 mesi 2015	9 mesi 2014	Var.						
Italia	971	791	180	114	71	43	747	1.026	(279)	2.726	3.047	(321)	-	-	-	-	-	-	4.558	4.935	(377)
Iberia	426	883	(457)	23	(5)	28	986	280	706	1.362	1.337	25	-	-	-	-	-	-	2.797	2.495	302
America Latina	-	-	-	(53)	(48)	(5)	1.312	1.236	76	1.033	838	195	-	-	-	-	-	-	2.292	2.026	266
Europa dell'Est	19	18	1	(5)	(2)	(3)	911	581	330	200	186	14	-	-	-	-	-	-	1.125	783	342
Energie Rinnovabili	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.470	1.312	158	-	-	-	1.470	1.312	158
Altro, elisioni e rettifiche	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(81)	42	(123)	(81)	42	(123)
Totale	1.416	1.692	(276)	79	16	63	3.956	3.123	833	5.321	5.408	(87)	1.470	1.312	158	(81)	42	(123)	12.161	11.593	568

Italia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi		
2015	2014	Variazioni				2015	2014	Variazioni
11.853	11.039	814 7,4%	Termoelettrica			32.614	30.962	1.652 5,3%
3.154	3.991	(837) -21,0%	Idroelettrica			9.784	12.791	(3.007) -23,5%
3	3	- -	Altre fonti			7	7	- -
15.010	15.033	(23) -0,2%	Totale produzione netta			42.405	43.760	(1.355) -3,1%
15.010	14.908	102 0,7%	- di cui Italia			42.405	43.328	(923) -2,1%
-	125	(125) -	- di cui Belgio			-	432	(432) -

Nei primi nove mesi del 2015, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 42.405 milioni di kWh (15.010 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015), registrando un decremento del 3,1% (-0,2% nel terzo trimestre 2015 rispetto all'analogo periodo del 2014) pari a 1.355 milioni di kWh. In particolare, la minore produzione idroelettrica (per 3.007 milioni di kWh), riferibile essenzialmente al peggioramento delle condizioni di idraulicità rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, è stata solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione termoelettrica per 1.652 milioni di kWh. Inoltre, se si esclude da tale variazione il cambiamento nel perimetro di consolidamento relativo all'impianto di Marcinelle Energie, il cui contratto di gestione attraverso un tolling agreement è stato chiuso anticipatamente a fine 2014, l'incremento della produzione termica si attesta a 2.084 milioni di kWh. Analogo andamento della produzione netta si rileva nel terzo trimestre 2015.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi		
2015	2014	Variazioni				2015	2014	Variazioni
84 0,6%	125 1,0%	(41) -32,8%	Olio combustibile	243 0,7%	403 1,2%	(160) -39,7%		
2.571 19,9%	2.263 19,1%	308 13,6%	Gas naturale	5.987 17,0%	5.525 16,5%	462 8,4%		
10.192 78,7%	9.378 79,1%	814 8,7%	Carbone	28.683 81,4%	27.110 81,1%	1.573 5,8%		
103 0,8%	89 0,8%	14 15,7%	Altri combustibili	330 0,9%	388 1,2%	(58) -14,9%		
12.950 100,0%	11.855 100,0%	1.095 9,2%	Totale	35.243 100,0%	33.426 100,0%	1.817 5,4%		

La produzione termoelettrica lorda nei primi nove mesi del 2015 si attesta a 35.243 milioni di kWh (12.950 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015), registrando un incremento di 1.817 milioni di kWh (+5,4%) rispetto ai primi nove mesi del 2014 (+9,2% nel secondo trimestre 2015). Tale incremento è dovuto prevalentemente al maggior utilizzo degli impianti a carbone, favorito dalla maggiore competitività di tale materia prima.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
59.233	56.444	2.789	4,9%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (1)	169.436	167.455	1.980	1,2%

(1) Il dato del 2014 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nei primi nove mesi del 2015 registra un incremento di 1.980 milioni di kWh (+1,2%) passando da 167.455 milioni di kWh dei primi nove mesi del 2014 a 169.436 milioni di kWh dei primi nove mesi del 2015. Tale variazione è sostanzialmente in linea con l'aumento della domanda di energia elettrica in Italia.

Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2015 con un'energia trasportata pari a 59.233 milioni di kWh, con un incremento di 2.789 milioni di kWh (+4,9%) rispetto al medesimo periodo del 2014.

Vendite di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
Mercato libero:								
7.102	6.420	682	10,6%	- clienti mass market	19.428	18.963	465	2,5%
2.814	2.760	54	2,0%	- clienti business (1)	8.063	8.108	(45)	-0,6%
487	352	135	38,4%	- clienti in regime di salvaguardia	1.192	1.162	30	2,6%
10.403	9.532	871	9,1%	Totale mercato libero	28.683	28.233	450	1,6%
Mercato regolato:								
13.319	12.411	908	7,3%	- clienti in regime di maggior tutela	37.250	37.243	7	-
23.722	21.943	1.779	8,1%	TOTALE	65.933	65.476	457	0,7%

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

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2015 è pari a 65.933 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 457 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento riflette sostanzialmente le maggiori quantità vendute sul mercato libero.

Andamento più marcato si rileva nelle vendite di energia elettrica del terzo trimestre 2015 a seguito delle elevate temperature rilevate nei mesi estivi.

Vendite di gas naturale

3° trimestre				Milioni di m ³	Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
225	205	20	9,8%	Clienti mass market (1)	2.371	2.004	367	18,3%
116	104	12	11,5%	Clienti business	422	418	4	1,0%
341	309	32	10,4%	Totale	2.793	2.422	371	15,3%

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nei primi nove mesi del 2015 è pari a 2.793 milioni di metri cubi (341 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2015), con un incremento di 371 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente riferibile essenzialmente alle vendite a clienti residenziali e *microbusiness*. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2015 per entrambe le tipologie di clienti, sia pure su volumi notevolmente inferiori per effetto della stagionalità.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni	
9.459	8.736	723	8,3%	Ricavi	28.430	27.029	1.401	5,2%
1.421	1.486	(65)	-4,4%	Margine operativo lordo	4.558	4.935	(377)	-7,6%
964	907	57	6,3%	Risultato operativo	3.098	3.324	(226)	-6,8%
				Investimenti	957 ⁽¹⁾	915	42	4,6%

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

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2015.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	5.525	4.853	672	13,8%
Infrastrutture e Reti	1.791	1.761	30	1,7%
Mercati finali	3.681	3.573	108	3,0%
Servizi	262	263	(1)	-0,4%
Elisioni e rettifiche	(1.800)	(1.714)	(86)	-5,0%
Totale	9.459	8.736	723	8,3%

I **ricavi** del terzo trimestre 2015 ammontano a 9.459 milioni di euro, con un incremento di 723 milioni di euro rispetto al 2014 (+8,3%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 672 milioni di euro (+13,8%) rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale incremento è prevalentemente riconducibile:
 - all'aumento dei ricavi per vendite di combustibili sui mercati all'ingrosso nazionali ed internazionali, pari a 860 milioni di euro, principalmente per effetto della maggiore attività di intermediazione intrapresa nel trimestre;
 - a minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 162 milioni di euro, connessi ai minori prezzi medi di vendita, nonché alle minori quantità intermedie (-2,0 TWh);
 - a minori ricavi da vendita di energia elettrica per 10 milioni di euro, quale effetto della riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (61 milioni di euro) parzialmente compensata dalle maggiori vendite di energia elettrica ad altri rivenditori nazionali e ad altre società del Gruppo;
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 30 milioni di euro (+1,7%), riferibili sostanzialmente all'incremento dei ricavi per vendita di contatori elettronici alle società di distribuzione della Penisola Iberica (27 milioni di euro);

- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 108 milioni di euro (+3,0%), connessi essenzialmente all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 105 milioni di euro a seguito delle maggiori quantità vendute (+0,9 TWh).

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	189	288	(99)	-34,4%
Infrastrutture e Reti	919	952	(33)	-3,5%
Mercati finali	277	231	46	19,9%
Servizi	36	15	21	-
Totale	1.421	1.486	(65)	-4,4%

Il **margin operativo lordo** del terzo trimestre 2015 si attesta a 1.421 milioni di euro, registrando un decremento di 65 milioni di euro (-4,4%) rispetto ai 1.486 milioni di euro del terzo trimestre 2014. Tale decremento è riconducibile essenzialmente:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 99 milioni di euro, da attribuire prevalentemente alla riduzione del margine di generazione, che sconta un mix di produzione più sfavorevole a seguito della scarsa idraulicità;
- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 33 milioni di euro (-3,5%) sostanzialmente riconducibile al decremento del margine relativo ai Titoli di Efficienza Energetica (TEE) per 47 milioni di euro;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 46 milioni di euro (+19,9%), riferibile principalmente ad un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 52 milioni di euro solo parzialmente compensato da un minor margine sul mercato regolato dell'energia elettrica.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	110	116	(6)	-5,2%
Infrastrutture e Reti	674	704	(30)	-4,3%
Mercati finali	156	86	70	81,4%
Servizi	24	1	23	-
Totale	964	907	57	6,3%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2015, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 457 milioni di euro (579 milioni di euro nell'analogo periodo del 2014), è pari a 964 milioni di euro e mostra un andamento in linea con il valore registrato nel terzo trimestre 2014.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	16.843	15.237	1.606	10,5%
Infrastrutture e Reti	5.323	5.392	(69)	-1,3%
Mercati finali	11.174	11.496	(322)	-2,8%
Servizi	761	772	(11)	-1,4%
Elisioni e rettifiche	(5.671)	(5.868)	197	-3,4%
Totale	28.430	27.029	1.401	5,2%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2015 ammontano a 28.430 milioni di euro, registrando un incremento di 1.401 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2014 (5,2%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 1.606 milioni di euro (+10,5%) rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale incremento è prevalentemente riconducibile:
 - ad un aumento dei ricavi per vendite di combustibili sui mercati all'ingrosso nazionali ed internazionali, pari a 2.041 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili ai maggiori volumi di gas naturale intermediato, anche a seguito della maggiore attività di intermediazione intrapresa;
 - a maggiori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO₂ per complessivi 296 milioni di euro, a seguito dei maggiori volumi intermediati;
 - alle plusvalenze derivanti dalla vendita delle quote azionarie detenute in SF Energy e SE Hydropower, per complessivi 156 milioni di euro; tale effetto è parzialmente compensato dalla rimisurazione a fair value delle attività nette di quest'ultima, effettuata nel primo trimestre del 2014 per 50 milioni di euro, per effetto della perdita del controllo così come concordato nei patti parasociali;
 - a minori ricavi da vendita di energia elettrica per 609 milioni di euro. La variazione è da riferire sostanzialmente alla riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (370 milioni di euro) connessa ai minori prezzi medi di vendita, a cui si associano le minori vendite di energia elettrica alle altre società del Gruppo ed in particolare alle società italiane operanti sui mercati finali (145 milioni di euro), nonché i minori ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali per 129 milioni di euro;
 - a minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 171 milioni di euro, da riferirsi al calo dei prezzi medi di vendita che ha più che compensato l'effetto delle maggiori quantità intermedie (+1,2 TWh);
 - alla riduzione dei ricavi per attività di ingegneria per 30 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alle minori attività sulle unità 3 e 4 dell'impianto nucleare di Mochovce, solo parzialmente compensati dall'incremento dei lavori di ambientalizzazione dell'impianto a carbone di Litoral de Almeria.
- > minori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 69 milioni di euro (-1,3%), riferibili sostanzialmente:
 - alla riduzione dei contributi da Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per i Titoli di Efficienza Energetica per 145 milioni di euro, derivante dai minori volumi di TEE acquistati nel periodo, nonché dal minore contributo unitario del periodo;

- a minori contributi di connessione per 17 milioni di euro;
 - all'incremento dei ricavi per vendita di contatori elettronici alle società di distribuzione della Penisola Iberica (35 milioni di euro);
 - all'effetto positivo derivante dalla rilevazione di conguagli e revisioni di stime effettuate nei precedenti esercizi per 28 milioni di euro;
 - a maggiori ricavi tariffari per 26 milioni di euro, riferibili sostanzialmente all'incremento delle tariffe di trasmissione a seguito della delibera AAEGSI n. 655/14, solo parzialmente compensato dalla riduzione delle tariffe di distribuzione (così come determinate dalla delibera AAEGSI n. 146/15).
- > minori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 322 milioni di euro (-2,8%), connessi essenzialmente:
- a minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 417 milioni di euro, prevalentemente a seguito del decremento del numero medio di clienti;
 - al decremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 7 milioni di euro, connesso ai minori prezzi medi di vendita parzialmente compensato dall'incremento dei ricavi relativi alla vendita di beni e servizi per l'efficienza energetica, nonché dalle maggiori quantità vendute (+0,5 TWh);
 - a maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 124 milioni di euro, prevalentemente correlabili all'incremento delle quantità vendute nel segmento "clienti mass market".

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	747	1.026	(279)	-27,2%
Infrastrutture e Reti	2.726	3.047	(321)	-10,5%
Mercati finali	971	791	180	22,8%
Servizi	114	71	43	60,6%
Totale	4.558	4.935	(377)	-7,6%

Il **margin operativo lordo** dei primi nove mesi del 2015 si attesta a 4.558 milioni di euro, con un decremento di 377 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014 (-7,6%). In particolare, la variazione è riferibile sostanzialmente:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 279 milioni di euro, da attribuire sostanzialmente:
 - alla riduzione del margine di generazione, che sconta un più sfavorevole mix di produzione connesso alla scarsa idraulicità in un contesto di prezzi all'ingrosso decrescenti;
 - alla diversa contribuzione delle operazioni di cessione, già commentate nei ricavi, per 106 milioni di euro.
- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 321 milioni di euro (-10,5%) sostanzialmente riconducibile:
 - al minor margine per 269 milioni di euro sui TEE, prevalentemente dovuto al diverso meccanismo di reintegro dei costi di acquisto degli stessi;
 - al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 86 milioni di euro, connesso principalmente al già citato effetto della riduzione delle tariffe di distribuzione;
 - al minor margine sui contributi di connessione per 17 milioni di euro;
 - all'adeguamento positivo del fondo rischi e contenzioso rilevato nel primo trimestre 2014 per 63 milioni di euro, effettuato a valle dell'accordo transattivo formalizzato tra Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche in merito al contenzioso pendente avanti la Corte d'Appello di Milano;

- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 180 milioni di euro (+22,8%), prevalentemente riferibile a:
 - un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 177 milioni di euro (di cui 101 milioni di euro relativi alla componente elettrica), dovuto all'incremento delle quantità vendute per entrambe le commodity;
 - un andamento sostanzialmente in linea del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	507	624	(117)	-18,8%
Infrastrutture e Reti	1.960	2.318	(358)	-15,4%
Mercati finali	555	355	200	56,3%
Servizi	76	27	49	-
Totale	3.098	3.324	(226)	-6,8%

Il **risultato operativo** si attesta a 3.098 milioni di euro e, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 151 milioni di euro, registra un decremento di 226 milioni di euro (-6,8%) rispetto ai 3.324 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2014. Il decremento degli ammortamenti e perdite di valore è sostanzialmente connesso agli effetti dell'impairment test effettuato a fine 2014 sugli impianti di generazione convenzionale in Italia.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	117 ⁽¹⁾	131	(14)	-10,7%
Infrastrutture e Reti	739	679	60	8,8%
Mercati finali	62	86	(24)	-27,9%
Servizi	39	19	20	-
Totale	957	915	42	4,6%

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

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2015 ammontano a 957 milioni di euro in aumento di 42 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare tale variazione è attribuibile a:

- > maggiori investimenti di **Infrastrutture e Reti** pari a 60 milioni di euro riferiti principalmente ad attività legate al miglioramento e al mantenimento dei livelli standard di qualità del servizio;
- > un incremento di 20 milioni di euro relativo ai **Servizi** connesso allo sviluppo di software;
- > minori investimenti di **Generazione e Trading** per 14 milioni di euro.

Penisola iberica

Dati operativi

Produzione netta di energia

3° trimestre			Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni			
12.384	12.048	336	2,8%	Termoelettrica	30.122	25.988	4.134	15,9%		
6.847	5.998	849	14,2%	Nucleare	19.760	18.576	1.184	6,4%		
1.328	1.681	(353)	-21,0%	Idroelettrica	6.009	7.141	(1.132)	-15,9%		
20.559	19.727	832	4,2%	Totale produzione netta	55.891	51.705	4.186	8,1%		

La produzione netta di energia elettrica della Penisola iberica effettuata nei primi nove mesi del 2015 è pari a 55.891 milioni di kWh, con un incremento di 4.186 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale incremento nella domanda, associato alla riduzione delle risorse idriche a disposizione nel periodo, trova riscontro prevalentemente in una maggiore produzione termoelettrica.

Nel terzo trimestre 2015 la produzione netta è pari a 20.559 milioni di kWh, con un incremento di 832 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi				
2015		2014		Variazioni		2015		2014		Variazioni		
1.574	7,8%	1.426	7,5%	148	10,4%	4.255	8,1%	4.081	8,7%	174	4,3%	
1.738	8,6%	760	4,0%	978	-	3.967	7,6%	1.912	4,1%	2.055	107,5%	
8.760	43,1%	9.397	49,6%	(637)	-6,8%	20.560	39,3%	18.436	39,4%	2.124	11,5%	
7.154	35,3%	6.262	33,1%	892	14,2%	20.567	39,3%	19.335	41,4%	1.232	6,4%	
1.049	5,2%	1.094	5,8%	(45)	-4,1%	3.001	5,7%	2.982	6,4%	19	0,6%	
20.275	100,0%	18.939	100,0%	1.336	7,1%	Totale	52.350	100,0%	46.746	100,0%	5.604	12,0%

La produzione termica lorda nei primi nove mesi del 2015 è pari a 52.350 milioni di kWh (20.275 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015) e registra un incremento di 5.604 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+1.336 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015). L'incremento, generalizzato in tutte le tipologie di combustibile, ha particolarmente riguardato, in termini di mix, il gas naturale.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh				Primi nove mesi		
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni		
26.460	25.508	952	3,7%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	74.697	72.796	1.901	2,5%	

L'energia trasportata nei primi nove mesi del 2015 è pari a 74.697 milioni di kWh (26.460 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015) e registra un incremento di 1.901 milioni di kWh (+952 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015) in linea con l'andamento della domanda di energia elettrica nel territorio iberico.

Vendita di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
24.155	23.835	320	1,3%	Energia venduta da Enel	69.846	70.921	(1.075)	-1,5%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nei primi nove mesi del 2015 sono pari a 69.846 milioni di kWh (24.155 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015), con un decremento di 1.075 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2014 (+320 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015) per effetto della sempre crescente liberalizzazione del mercato e del conseguente passaggio al mercato libero di clienti precedentemente serviti da Endesa Energia XXI (operante sul mercato regolato), non pienamente compensati dai nuovi clienti acquisiti da Endesa Energia (operante nel mercato libero).

Diverso andamento si registra nel terzo trimestre 2015.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni	
4.993	5.202	(209)	-4,0%	Ricavi	15.192	15.105	87	0,6%
828	798	30	3,8%	Margine operativo lordo	2.797	2.495	302	12,1%
415	299	116	38,8%	Risultato operativo	1.574	1.089	485	44,5%
				Investimenti	575	513	62	12,1%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2015.

Risultati del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	1.794	1.770	24	1,4%
Infrastrutture e Reti	644	632	12	1,9%
Mercati finali	3.883	3.982	(99)	-2,5%
Servizi	29	72	(43)	-59,7%
Elisioni e rettifiche	(1.357)	(1.254)	(103)	-8,2%
Totale	4.993	5.202	(209)	-4,0%

I **ricavi** del terzo trimestre 2015 sono in decremento di 209 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 24 milioni di euro, prevalentemente connessi all'aumento delle vendite di energia elettrica da parte delle società di generazione, a fronte

dell'incremento delle quantità prodotte e realizzati in buona parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Divisione;

- > al decremento dei ricavi, pari a 99 milioni di euro, sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto dei minori prezzi medi di vendita della commodity gas, che hanno più che compensato l'effetto derivante dall'incremento delle quantità vendute di energia elettrica;
- > un incremento dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, principalmente per effetto delle maggiori quantità trasportate.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	331	247	84	34,0%
Infrastrutture e Reti	456	455	1	0,2%
Mercati finali	36	122	(86)	-70,5%
Servizi	5	(26)	31	-
Totale	828	798	30	3,8%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 828 milioni di euro, in incremento di 30 milioni di euro (+3,8%) rispetto all'analogo periodo del 2014, a seguito di:

- > un maggior margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 84 milioni di euro, prevalentemente connesso al miglioramento del margine di generazione, sostanzialmente riferibile alle maggiori quantità prodotte;
- un andamento sostanzialmente in linea del margine su **Infrastrutture e Reti** (pari a 1 milioni di euro) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente;
- > un peggioramento del margine operativo lordo sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto del calo del margine sulle vendite di energia elettrica.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	149	38	111	-
Infrastrutture e Reti	270	213	57	26,8%
Mercati finali	(6)	81	(87)	-
Servizi	2	(33)	35	-
Totale	415	299	116	38,8%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 413 milioni di euro, è pari a 415 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2014, un incremento di 116 milioni di euro.

Risultati dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	4.835	4.071	764	18,8%
Infrastrutture e Reti	1.953	1.908	45	2,4%
Mercati finali	11.807	11.728	79	0,7%
Servizi	142	189	(47)	-24,9%
Elisioni e rettifiche	(3.545)	(2.791)	(754)	-27,0%
Totale	15.192	15.105	87	0,6%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2015 registrano un incremento di 87 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 764 milioni di euro, prevalentemente connessi:
 - ai maggiori ricavi per vendita di energia elettrica da parte delle società di generazione per 577 milioni di euro a fronte dell'incremento delle quantità prodotte in un contesto di prezzi medi di vendita crescenti; tali ricavi sono in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Divisione e si riflettono pertanto in un analogo incremento delle elisioni;
 - all'incremento dei ricavi da vendita e di misurazione a fair value di certificati ambientali per 183 milioni di euro.
- > un incremento di 45 milioni di euro dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, principalmente per effetto delle maggiori quantità trasportate e dell'aumento dei contributi di connessione;
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** per 79 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, solo in parte compensati dal decremento delle quantità di vendita di energia elettrica e dalla riduzione dei prezzi medi di vendita del gas.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	986	280	706	-
Infrastrutture e Reti	1.362	1.337	25	1,9%
Mercati finali	426	883	(457)	-51,8%
Servizi	23	(5)	28	-
Totale	2.797	2.495	302	12,1%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 2.797 milioni di euro, con un incremento di 302 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2014, a seguito di:

- > un maggior margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 706 milioni di euro, prevalentemente connesso:
 - al miglioramento del margine di generazione, sostanzialmente riferibile all'incremento dei prezzi medi di vendita;
 - agli effetti positivi di alcune variazioni regolatorie, tra cui quelle relative ai canoni per sfruttamento delle acque per 42 milioni di euro e quelle relative all'impatto dei minori contributi relativi alla

- generazione nel territorio extrapensinsulare contabilizzati nei primi nove mesi del 2014 per adeguamenti anche relativi agli esercizi precedenti (2012 e 2013) per 162 milioni di euro;
- alla miglior marginalità sui certificati ambientali per 186 milioni di euro.
- > un incremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 25 milioni di euro;
- > un peggioramento del margine operativo lordo sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto del calo del margine sulle vendite di energia elettrica, penalizzato dai maggiori costi di approvvigionamento dell'energia, a cui si aggiunge il minor margine realizzato sulle vendite di gas naturale.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi				
	2015	2014 restated		Variazioni	
Generazione e Trading	440	(390)	830	-	
Infrastrutture e Reti	807	727	80	11,0%	
Mercati finali	313	786	(473)	-60,2%	
Servizi	14	(34)	48	-	
Totale	1.574	1.089	485	44,5%	

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 1.223 milioni di euro (1.406 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014) è pari a 1.574 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2014, un incremento di 485 milioni di euro. La riduzione degli ammortamenti e perdite di valore trova sostanzialmente riscontro nell'allungamento della vita utile di alcuni impianti di generazione, effettuato a fine 2014 e delle minori perdite di valore su crediti commerciali rilevati nei primi nove mesi del 2015 rispetto all'analogo periodo del 2014.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi				
	2015	2014 restated		Variazioni	
Generazione e Trading	160	162	(2)	-1,2%	
Infrastrutture e Reti	383	323	60	18,6%	
Mercati finali	18	20	(2)	-10,0%	
Servizi	14	8	6	75,0%	
Totale	575	513	62	12,1%	

Gli **investimenti** ammontano a 575 milioni di euro con un incremento di 62 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti dei primi nove mesi del 2015 si riferiscono soprattutto ad interventi sulla rete di distribuzione (351 milioni di euro). Tali attività sono principalmente connesse al miglioramento della qualità del servizio, nonché ad interventi su trasformatori e per la sostituzione degli apparati di misurazione.

America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2015		2014		Variazioni		2015		2014		Variazioni	
6.067	6.462	(395)	-6,1%	Termoelettrica				19.796	19.964	(168)	-0,8%
9.687	10.196	(509)	-5,0%	Idroelettrica				25.055	25.034	21	0,1%
36	39	(3)	-7,7%	Altre fonti				93	109	(16)	-14,7%
15.790	16.697	(907)	-5,4%	Totale produzione netta				44.944	45.107	(163)	-0,4%
3.765	3.827	(62)	-1,6%	- di cui Argentina				11.174	10.982	192	1,7%
981	1.352	(371)	-27,4%	- di cui Brasile				3.037	3.825	(788)	-20,6%
4.691	4.829	(138)	-2,9%	- di cui Cile				13.382	12.995	387	3,0%
4.108	4.354	(246)	-5,6%	- di cui Colombia				10.750	10.467	283	2,7%
2.245	2.335	(90)	-3,9%	- di cui Perù				6.601	6.838	(237)	-3,5%

La produzione netta effettuata dei primi nove mesi del 2015 è pari a 44.944 milioni di kWh, con un decremento di 163 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014, principalmente a seguito della minore produzione degli impianti termoelettrici in Perù, Brasile ed Argentina, conseguente ad alcune attività di manutenzione effettuate nei primi nove mesi del 2014. A tale effetto si associa la maggior produzione idroelettrica, particolarmente concentrata in Argentina e Perù a seguito delle migliori condizioni di idraulicità del periodo, solo parzialmente compensata dalla minore produzione in Brasile per effetto della perdurante siccità. Gli effetti negativi sopra citati sono stati particolarmente concentrati nel terzo trimestre 2015 con una produzione netta, pari a 15.790 milioni di kWh, che ha evidenziato una riduzione di 907 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi				
2015		2014		Variazioni		2015		2014		Variazioni		
621	9,7%	524	7,7%	97	18,5%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.382	6,7%	1.311	6,3%	71	5,4%
3.956	61,5%	5.043	74,0%	(1.087)	-21,6%	Gas naturale	14.884	71,9%	15.919	76,6%	(1.035)	-6,5%
927	14,4%	522	7,6%	405	77,6%	Carbone	2.268	10,9%	1.938	9,4%	330	17,0%
925	14,4%	727	10,7%	198	27,2%	Altri combustibili	2.184	10,5%	1.604	7,7%	580	36,2%
6.429	100,0%	6.816	100,0%	(387)	-5,7%	Totale	20.718	100,0%	20.772	100,0%	(54)	-0,3%

La produzione termica lorda dei primi nove mesi del 2015 è pari a 20.718 milioni di kWh e registra un decremento di 54 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo precedente sostanzialmente a seguito del minor uso del gas naturale in Perù. Nel terzo trimestre 2015 la produzione termica lorda si riduce di 387 milioni di kWh rispetto al terzo trimestre 2014, sostanzialmente per effetto della minore produzione da gas naturale in Perù dovuta al parziale fermo della centrale di Ventanilla per la revisione periodica del Turbo-Gruppo n. 3.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
19.463	19.174	289	1,5%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	58.471	57.550	921	1,6%
4.776	4.568	208	4,6%	- di cui Argentina	14.004	13.486	518	3,8%
5.132	5.500	(368)	-6,7%	- di cui Brasile	16.568	16.822	(254)	-1,5%
4.042	3.805	237	6,2%	- di cui Cile	11.759	11.565	194	1,7%
3.632	3.487	145	4,2%	- di cui Colombia	10.430	10.187	243	2,4%
1.881	1.814	67	3,7%	- di cui Perù	5.710	5.490	220	4,0%

(1) Il dato del 2014 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata, nei primi nove mesi del 2015, è pari a 58.471 milioni di kWh (19.463 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015) e registra un incremento, pari a 921 milioni di kWh (+289 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015).

Vendita di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
1.513	1.439	74	5,1%	Mercato Libero	4.593	4.383	210	4,8%
14.140	14.306	(166)	-1,2%	Mercato Regolato	42.875	42.645	230	0,5%
15.653	15.745	(92)	-0,6%	Totale	47.468	47.028	440	0,9%
4.024	3.860	164	4,2%	- di cui Argentina	11.711	11.251	460	4,1%
4.414	4.789	(375)	-8%	- di cui Brasile	14.439	14.693	(254)	-1,7%
3.385	3.377	8	0,2%	- di cui Cile	9.904	9.973	(69)	-0,7%
2.157	2.086	71	3,4%	- di cui Colombia	6.312	6.115	197	3,2%
1.672	1.633	39	2,4%	- di cui Perù	5.102	4.996	106	2,1%

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2015 ammonta a 47.468 milioni di kWh (15.653 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015) e registra un incremento di 440 milioni di kWh (-92 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015).

Risultati economici

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni	
2.568	2.393	175	7,3%	Ricavi	7.974	6.885	1.089	15,8%
855	772	83	10,8%	Margine operativo lordo	2.292	2.026	266	13,1%
632	534	98	18,4%	Risultato operativo	1.580	1.338	242	18,1%
				Investimenti	1.289	911	378	41,5%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo paese di attività nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2015.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	282	125	157	-
Brasile	638	681	(43)	-6,3%
Cile	820	729	91	12,5%
Colombia	508	599	(91)	-15,2%
Perù	320	259	61	23,6%
Totale	2.568	2.393	175	7,3%

I **ricavi** del terzo trimestre 2015 registrano un incremento di 175 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 157 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli effetti della *Resolución* n. 32/2015 attraverso la quale il regolatore ha riconosciuto alle società di distribuzione un quadro tariffario teorico che consente il recupero dei maggiori costi operativi di remunerazione del personale sostenuti per mantenere in funzionamento il servizio, nonché ulteriori contributi relativi al programma PUREE e al MMC (*Mecanismo de Monitoreo de Costos*);
- > minori ricavi in Brasile per 43 milioni di euro, sostanzialmente riconducibili ai minori volumi e all'impatto negativo dell'andamento dei cambi;
- > incremento dei ricavi in Cile per 91 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'andamento favorevole dei tassi di cambio tra la moneta locale e l'euro, dell'incremento della tariffa nel mercato regolato, nonché del consolidamento integrale di Inversiones Gas Atacama a seguito dell'acquisizione (avvenuta in data 22 aprile 2014) di un'ulteriore quota del 50% che ha consentito di acquisirne il controllo;
- > minori ricavi in Colombia per 91 milioni di euro, sostanzialmente riconducibile all'impatto negativo dei cambi;
- > incremento dei ricavi in Perù per 61 milioni di euro, principalmente per effetto del tasso di cambio e delle maggiori quantità trasportate e vendute.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	76	(42)	118	-
Brasile	101	157	(56)	-35,7%
Cile	293	216	77	35,6%
Colombia	265	336	(71)	-21,1%
Perù	120	105	15	14,3%
Totale	855	772	83	10,8%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 855 milioni di euro, con un incremento di 83 milioni di euro (10,8%) rispetto all'analogo periodo del 2014 a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 118 milioni di euro, per effetto della citata *Resolución* n. 32/2015 i cui effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi, ed in particolare quelli relativi al personale a seguito di un adeguamento contrattuale;
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 77 milioni di euro, a seguito del consolidamento di Inversiones Gas Atacama e del miglior margine della generazione;
- > un aumento del margine operativo lordo in Perù per 15 milioni di euro, principalmente connesso all'andamento dei tassi di cambio;
- > una riduzione del margine in Colombia per 71 milioni di euro, dove le maggiori quantità vendute hanno generato minori margini rispetto al secondo trimestre 2014 per il sopracitato effetto sui prezzi di vendita;
- > una riduzione del margine in Brasile per 56 milioni di euro, che risente essenzialmente dell'effetto cambio, nonché dei minori margini di distribuzione e vendita.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	58	(54)	112	-
Brasile	20	50	(30)	-60,0%
Cile	235	169	66	39,1%
Colombia	231	293	(62)	-21,2%
Perù	88	76	12	15,8%
Totale	632	534	98	18,4%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 223 milioni di euro (238 milioni di euro nel terzo trimestre 2014) è pari a 632 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2014 un incremento di 98 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	839	444	395	89,0%
Brasile	2.182	2.053	129	6,3%
Cile	2.476	2.007	469	23,4%
Colombia	1.559	1.614	(55)	-3,4%
Perù	918	767	151	19,7%
Totale	7.974	6.885	1.089	15,8%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2015 registrano un incremento di 1.089 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 395 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli effetti della *Resolución* n. 32/2015 attraverso la quale il regolatore ha riconosciuto alle società di distribuzione un

quadro tariffario teorico che consente il recupero dei maggiori costi operativi di remunerazione del personale sostenuti per mantenere in funzionamento il servizio, nonché ulteriori contributi relativi al programma PUREE e al MMC (*Mecanismo de Monitoreo de Costos*);

- > un aumento dei ricavi in Brasile per 129 milioni di euro, per effetto dei prezzi di vendita che risentono, delle revisioni tariffarie effettuate nella seconda parte dell'anno precedente, solo parzialmente compensati dal forte deprezzamento della valuta locale nei confronti dell'euro;
- > un incremento dei ricavi in Cile per 469 milioni di euro, sostanzialmente per effetto:
 - dell'andamento favorevole dei tassi di cambio tra la moneta locale e l'euro;
 - dell'incremento della tariffa di vendita dell'energia sul mercato regolato,
 - del consolidamento integrale di Inversiones Gas Atacama a seguito dell'acquisizione (avvenuta il 22 aprile 2014) di un'ulteriore quota del 50% che ha consentito di acquisirne il controllo;
- > minori ricavi in Colombia per 55 milioni di euro, prevalentemente per effetto della variazione dei tassi di cambio, il cui effetto è solo parzialmente compensato dall'aumento delle quantità generate e vendute, nonché delle tariffe di vendita dell'energia elettrica sul mercato regolato;
- > incremento dei ricavi in Perù per 151 milioni di euro, principalmente per effetto del tasso di cambio e delle maggiori quantità vendute.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi				
	2015	2014 restated	Variazioni		
Argentina	174	(54)	228	-	
Brasile	386	466	(80)	-17,2%	
Cile	606	444	162	36,5%	
Colombia	767	858	(91)	-10,6%	
Perù	359	312	47	15,1%	
Totale	2.292	2.026	266	13,1%	

Il **marginе operativo lordo** ammonta a 2.292 milioni di euro, con un incremento di 266 milioni di euro (+13,1%) rispetto all'analogo periodo del 2014 a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 228 milioni di euro, per effetto della citata *Resolución* n. 32/2015 i cui effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi, ed in particolare quelli relativi al personale a seguito di un adeguamento contrattuale e dall'incremento delle consistenze medie;
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 162 milioni di euro, per effetto del miglior margine di generazione e di distribuzione, nonché per effetto dell'apprezzamento della valuta locale rispetto all'euro;
- > un aumento del margine operativo lordo in Perù per 47 milioni di euro, principalmente connesso all'andamento dei tassi di cambio e alle maggiori quantità vendute;
- > una riduzione del margine in Colombia per 91 milioni di euro, dove l'effetto positivo delle maggiori quantità generate e distribuite è stato quasi interamente assorbito dall'effetto cambi (negativo per 91 milioni di euro);
- > una riduzione del margine in Brasile per 80 milioni di euro, che risente delle condizioni di siccità che hanno comportato un incremento dei prezzi dell'energia elettrica che ha sfavorito le società di distribuzione e commercializzazione della stessa, oltreché all'effetto cambi (negativo per 48 milioni di euro).

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	124	(90)	214	-
Brasile	109	156	(47)	-30,1%
Cile	434	314	120	38,2%
Colombia	652	732	(80)	-10,9%
Perù	261	226	35	15,5%
Totale	1.580	1.338	242	18,1%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 712 milioni di euro (688 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014), è pari a 1.580 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2014, un incremento di 242 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	259	154	105	68,2%
Brasile	265	216	49	22,7%
Cile	199	162	37	22,8%
Colombia	445	282	163	57,8%
Perù	121	97	24	24,7%
Totale	1.289	911	378	41,5%

Gli **investimenti** ammontano a 1.289 milioni di euro con un incremento di 378 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti dei primi nove mesi del 2015 si riferiscono soprattutto ad interventi sulla rete di distribuzione e nelle centrali termiche in Argentina, nonché alla realizzazione della centrale idroelettrica di El Quimbo in Colombia.

Europa dell'Est

Dati operativi

Produzione netta di energia

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni						2015	2014	Variazioni	
11.278	11.230	48	0,4%	Termoelettrica				33.213	32.437	776	2,4%
3.576	3.722	(146)	-3,9%	Nucleare				10.349	10.772	(423)	-3,9%
277	1.292	(1.015)	-78,6%	Idroelettrica				2.040	3.189	(1.149)	-36,0%
15	4	11	-	Altre fonti				31	32	(1)	-3,1%
15.146	16.248	(1.102)	-6,8%	Totale produzione netta				45.633	46.430	(797)	-1,7%
10.545	10.830	(285)	-2,6%	- di cui Russia				31.132	31.172	(40)	-0,1%
4.255	5.418	(1.163)	-21,5%	- di cui Slovacchia				13.719	15.258	(1.539)	-10,1%
346	-	346	-	- di cui Belgio				782	-	782	-

La produzione netta di energia elettrica effettuata nei primi nove mesi del 2015 è pari a 45.633 milioni di kWh, con un decremento di 797 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale variazione è principalmente riferibile alla minore produzione registrata in Slovacchia da fonte nucleare (-423 milioni di kWh) e da fonte idroelettrica (-1.149 milioni di kWh), quest'ultima anche per effetto della chiusura anticipata del contratto di gestione della centrale di Gabčíkovo. Tale diminuzione è stata in parte compensata dalla produzione da fonte termoelettrica realizzata in Belgio tramite l'impianto di Marcinelle, gestito fino alla fine del 2014 dalla Country Italia attraverso un tolling agreement e ora incluso nella Region Europa dell'Est. Analoghi andamenti si rilevano per quanto riguarda il terzo trimestre 2015.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre						Milioni di kWh		Primi nove mesi					
2015	2014	Variazioni				2015	2014	Variazioni					
-	-	79	0,5%	(79)	-	-	-	147	0,3%	(147)	-		
6.266	39,8%	6.775	42,7%	(509)	-7,5%	Gas naturale	18.637	40,3%	18.304	39,9%	333	1,8%	
5.650	35,8%	4.996	31,6%	654	13,1%	Carbone	16.495	35,6%	15.818	34,5%	677	4,3%	
3.851	24,4%	4.002	25,2%	(151)	-3,8%	Combustibile nucleare	11.136	24,1%	11.581	25,3%	(445)	-3,8%	
15.767	100,0%	15.852	100,0%	(85)	-0,5%	Totale	46.268	100,0%	45.850	100,0%	418	0,9%	

La produzione termica lorda dei primi nove mesi del 2015 ha fatto registrare un incremento di 418 milioni di kWh, attestandosi a 46.268 milioni di kWh; la maggiore produzione da gas naturale in Belgio e a carbone in Russia è stata solo parzialmente compensata dal minor utilizzo del combustibile nucleare. Diverso andamento si rileva nel terzo trimestre 2015, con un decremento di 85 milioni di kWh da attribuire principalmente al minor uso del gas naturale, il cui effetto è solo in parte compensato dall'incremento del carbone.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni		
3.751	3.547	204	5,8%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	10.950	10.434	516	4,9%	

L'energia trasportata, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 516 milioni di kWh (+4,9%), passando da 10.434 milioni di kWh a 10.950 milioni di kWh nei primi nove mesi del 2015.

L'incremento deriva principalmente dai nuovi allacci effettuati che riflettono il trend di sviluppo della rete elettrica di quel Paese.

Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2015.

Vendita di energia elettrica

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni		
2.548	2.565	(17)	-0,7%	Mercato libero	7.788	7.648	140	1,8%	
1.293	1.372	(79)	-5,8%	Mercato regolato	4.022	4.481	(459)	-10,2%	
3.841	3.937	(96)	-2,4%	Totale	11.810	12.129	(319)	-2,6%	
1.894	1.957	(63)	-3,2%	- di cui Romania	5.783	6.094	(311)	-5,1%	
921	816	105	12,9%	- di cui Francia	2.953	2.581	372	14,4%	
1.026	1.164	(138)	-11,9%	- di cui Slovacchia	3.074	3.454	(380)	-11,0%	

Le vendite di energia effettuate nei primi nove mesi del 2015 registrano un decremento di 319 milioni di kWh passando da 12.129 milioni di kWh a 11.810 milioni di kWh. Tale decremento è riferibile:

- > al calo delle vendite nel mercato rumeno per 311 milioni di kWh, principalmente attribuibile alla progressiva liberalizzazione del mercato;
- > alle maggiori quantità vendute in Francia per 372 milioni di kWh;
- > alla diminuzione delle vendite registrate in Slovacchia per 380 milioni di kWh, con un trend analogo a quello delle quantità generate.

Lo stesso andamento trova riscontro anche nel terzo trimestre 2015.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro				Primi nove mesi			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni		
1.167	1.301	(134)	-10,3%	Ricavi	3.541	3.932	(391)	-9,9%	
733	276	457	-	Margine operativo lordo	1.125	783	342	43,7%	
(805)	169	(974)	-	Risultato operativo	(594)	484	(1.078)	-	
				Investimenti	135 ⁽¹⁾	598	(463)	-77,4%	

(1) Il dato non include 400 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo paese di attività nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2015.

Risultati economici terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	253	241	12	5,0%
Russia	241	395	(154)	-39,0%
Slovacchia	598	605	(7)	-1,2%
Altri paesi	75	60	15	25,0%
Totale	1.167	1.301	(134)	-10,3%

I **ricavi** del terzo trimestre 2015 risultano pari a 1.167 milioni di euro con un decremento di 134 milioni di euro (-10,3%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ai minori ricavi in Russia per 154 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro e ai minori prezzi di vendita dell'energia elettrica;
- > al decremento dei ricavi in Slovacchia per 7 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alle minori quantità prodotte e vendute, nonché ad una diminuzione dei prezzi;
- > all'aumento dei ricavi in Romania per 12 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai maggiori ricavi derivanti dalle società di distribuzione di energia elettrica;
- > all'aumento dei ricavi in Belgio.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	83	80	3	3,8%
Russia	24	93	(69)	-74,2%
Slovacchia	622	113	509	-
Altri paesi	4	(10)	14	-
Totale	733	276	457	-

Il **margine operativo lordo** ammonta a 733 milioni di euro, registrando un incremento di 457 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2014. Tale andamento è principalmente relativo:

- > all'aumento del margine operativo lordo in Slovacchia, prevalentemente dovuto al rilascio parziale del fondo oneri per smaltimento del combustibile nucleare per 550 milioni di euro, effettuato ad esito dello studio elaborato da esperti indipendenti anche alla luce della nuova normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco, il quale ha approvato una nuova strategia per il "back end" del combustibile nucleare esausto, secondo la quale -tra le altre misure- l'avvio del funzionamento del deposito permanente per tali scorie ("permanent storage") è stato rinviato dal 2037 al 2065. Tale effetto è stato solo in parte compensato dai minori prezzi di vendita dell'energia elettrica;
- > al decremento del margine operativo lordo in Russia per 69 milioni di euro, per effetto del minore margine di generazione, oltre al già citato effetto cambio;
- > all'aumento del margine operativo lordo in Romania per 3 milioni di euro.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	57	53	4	7,5%
Russia	(931)	52	(983)	-
Slovacchia	66	75	(9)	-12,0%
Altri paesi	3	(11)	14	-
Totale	(805)	169	(974)	-

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2015 è negativo per 805 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2014, un decremento di 974 milioni di euro tenuto conto dei maggiori ammortamenti e perdite di valore per 1.431 milioni di euro. In particolare si evidenzia che nel corso del trimestre è stato registrato:

- > un adeguamento di valore (al presumibile valore di realizzo al netto degli oneri accessori, secondo quanto stabilito dall'IFRS 5) per 531 milioni di euro relativamente agli asset di Slovenské elektrárne, classificati come posseduti per la vendita;
- > una perdita di valore di 919 milioni di euro sugli asset di generazione detenuti da Enel Russia, tenuto conto del perdurare delle sfavorevoli condizioni di mercato e regolatorie del paese.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	750	756	(6)	-0,8%
Russia	788	1.162	(374)	-32,2%
Slovacchia	1.770	1.822	(52)	-2,9%
Altri paesi	233	192	41	21,4%
Totale	3.541	3.932	(391)	-9,9%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2015 risultano pari a 3.541 milioni di euro con un decremento di 391 milioni di euro (-9,9%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ai minori ricavi in Russia per 374 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (305 milioni di euro) a cui si associa un calo dei prezzi medi dell'energia elettrica;
- > al decremento dei ricavi in Slovacchia per 52 milioni di euro, da attribuire alle minori quantità prodotte e vendute, anche a seguito della chiusura del contratto della centrale di Gabčíkovo, in un contesto di prezzi medi decrescenti;
- > al decremento dei ricavi in Romania per 6 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai minori volumi venduti a seguito della liberalizzazione del mercato, i cui effetti sono solo in parte compensati dall'incremento delle quantità vettorate e dalle maggiori connessioni effettuate;
- > all'aumento dei ricavi in Belgio per 40 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	221	227	(6)	-2,6%
Russia	119	279	(160)	-57,3%
Slovacchia	789	299	490	-
Altri paesi	(4)	(22)	18	-81,8%
Totale	1.125	783	342	43,7%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.125 milioni di euro, registrando un incremento di 342 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014. Tale andamento è principalmente relativo:

- > all'aumento del margine operativo lordo in Slovacchia per 490 milioni di euro, principalmente per effetto del già citato rilascio del fondo oneri per smaltimento del combustibile nucleare;
- > ad un decremento del margine operativo lordo in Russia per 160 milioni di euro, prevalentemente per effetto della riduzione del margine di generazione che sconta un calo dei prezzi di vendita e un contestuale maggior costo di approvvigionamento dei combustibili, oltre al già citato effetto cambio che ha comportato un calo del margine per 46 milioni di euro;
- > ad una riduzione del margine rilevata in Romania per 6 milioni di euro, quasi interamente attribuibile alle attività di commercializzazione dell'energia elettrica.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	140	158	(18)	-11,4%
Russia	(897)	163	(1.060)	-
Slovacchia	170	185	(15)	-8,1%
Altri paesi	(7)	(22)	15	-68,2%
Totale	(594)	484	(1.078)	-

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2015 è negativo per 594 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2014, un decremento di 1.078 milioni di euro tenuto conto, prevalentemente delle, già citate, maggiori perdite di valore per 1.450 milioni di euro, relative ad Enel Russia e a Slovenské elektrárne.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	66	54	12	22,2%
Russia	68	128	(60)	-46,9%
Slovacchia	- ⁽¹⁾	416	(416)	-
Totale	135	598	(463)	-77,4%

(1) Il dato non include 400 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** ammontano a 135 milioni di euro, in diminuzione di 463 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è da attribuire ai maggiori costi sostenuti in Russia nel 2014 per ripristinare il funzionamento della centrale a ciclo combinato di Sredneurskay dopo il blocco avvenuto alla fine del 2013 e alla classificazione, tra le attività possedute per la vendita, di Slovenské elektrárne. Senza considerare tale diversa classificazione, gli investimenti avrebbero registrato un calo di 63 milioni di euro, di cui 16 milioni di euro riferiti agli impianti slovacchi ed in particolare per il progetto della centrale nucleare di Mochovce.

Energie Rinnovabili

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni		
2.508	2.682	(174)	-6,5%	Idroelettrica	8.295	8.690	(395)	-4,5%	
1.521	1.484	37	2,5%	Geotermoelettrica	4.605	4.427	178	4,0%	
3.418	2.726	692	25,4%	Eolica	11.330	10.036	1.294	12,9%	
247	163	84	51,5%	Altre fonti	661	373	288	77,2%	
7.694	7.055	639	9,1%	Totale	24.891	23.526	1.365	5,8%	
2.999	3.344	(345)	-10,3%	- di cui Italia	10.114	10.806	(692)	-6,4%	
871	758	113	14,9%	- di cui Penisola iberica	3.188	3.250	(62)	-1,9%	
-	56	(56)	-	- di cui Francia	-	266	(266)	-	
136	109	27	24,8%	- di cui Grecia	418	369	49	13,3%	
289	284	5	1,8%	- di cui Romania e Bulgaria	1.080	935	145	15,5%	
1.486	1.328	158	11,9%	- di cui Stati Uniti e Canada	5.068	4.852	216	4,5%	
1.076	788	288	36,5%	- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	2.964	1.992	972	48,8%	
833	385	448	-	- di cui Brasile, Cile e Uruguay	2.046	1.053	993	94,3%	
4	3	1	33,3%	- di cui altri paesi	13	3	10	-	

La produzione netta della Divisione è pari nei primi nove mesi del 2015 a 24.891 milioni di kWh (7.694 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015), con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2014 di 1.365 milioni di kWh (+639 milioni di kWh nel terzo trimestre 2015). Tale incremento è attribuibile alla maggiore generazione all'estero per 2.057 milioni di kWh, principalmente per effetto della maggiore produzione da fonte eolica in America Latina (+1.250 milioni di kWh) e Nord America (+273 milioni di kWh) a seguito della maggiore capacità installata e da fonte idroelettrica nella Repubblica di Panama (+678 milioni di kWh) connessa alla maggiore disponibilità di risorse idriche. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore produzione da fonte eolica nella Penisola iberica (-169 milioni di kWh), nonché dalla variazione di perimetro conseguente alla cessione delle attività in Francia, effettuata a fine 2014 (-266 milioni di kWh).

La produzione netta di energia elettrica in Italia nei primi nove mesi del 2015 registra un decremento di 692 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2014, risentendo principalmente della minore produzione da fonte idroelettrica (-841 milioni di kWh) principalmente causata da condizioni di idraulicità più sfavorevoli. Tale decremento è stato parzialmente compensato dall'incremento della produzione da fonte geotermica (+186 milioni di kWh) a seguito della maggiore capacità installata dovuta all'entrata in esercizio dell'impianto di Bagnore.

Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2015.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni	
665	651	14	2,2%	Ricavi	2.258	2.016	242	12,0%
392	423	(31)	-7,3%	Margine operativo lordo	1.470	1.312	158	12,0%
54	267	(213)	-79,8%	Risultato operativo	751	885	(134)	-15,1%
				Investimenti	1.700	1.060	640	60,4%

Nella seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2015.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	399	444	(45)	-10,1%
America Latina	159	126	33	26,2%
Nord America	107	81	26	32,1%
Totale	665	651	14	2,2%

I **ricavi** del terzo trimestre 2015 ammontano a 665 milioni di euro, con un incremento di 14 milioni di euro (+2,2%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa:

- > ad un decremento dei ricavi in Europa per 45 milioni di euro, da riferirsi principalmente alla minore disponibilità della risorsa idroelettrica in Italia e al decremento degli altri ricavi e proventi che nel terzo trimestre 2014 includevano gli effetti derivanti dall'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'"off take" per l'acquisizione dell'intera produzione della fabbrica di 3Sun per 95 milioni di euro;
- > ai maggiori ricavi in Nord America e in America Latina, rispettivamente per 26 milioni di euro e 33 milioni di euro, principalmente per effetto della maggiore capacità installata.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	221	334	(113)	-33,8%
America Latina	108	41	67	-
Nord America	63	48	15	31,2%
Totale	392	423	(31)	-7,3%

Il **margine operativo lordo** ammonta, nel terzo trimestre 2015, a 392 milioni di euro, in decremento di 31 milioni di euro (-7,3%) rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale decremento è riferibile:

- > al minor margine realizzato in Europa per 113 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del citato decremento dei ricavi e dell'incremento dei costi operativi a seguito dell'acquisizione del controllo di 3Sun;
- > all'incremento del margine in America Latina per 67 milioni di euro a seguito della crescita dei ricavi e della riduzione dei costi di acquisto di energia elettrica in Panama e Brasile, parzialmente compensato dall'incremento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata in Cile e Messico;
- > ad un incremento del margine realizzato in Nord America per 15 milioni di euro a seguito dei maggiori dei ricavi solo parzialmente compensati dai maggiori costi di generazione operativi connessi alla maggiore capacità installata.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	(46)	229	(275)	-
America Latina	77	24	53	-
Nord America	23	14	9	64,3%
Totale	54	267	(213)	-79,8%

Il **risultato operativo**, pari a 54 milioni di euro, registra un decremento di 213 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 182 milioni di euro. A tal proposito si evidenzia l'impairment di 155 milioni di euro effettuato sul residuo avviamento e prevalentemente sulle attività materiali di EGP Romania a seguito dello sfavorevole scenario di mercato e regolatorio nel settore delle energie rinnovabili del Paese.

Risultati economici dei primi nove mesi

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

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	1.401	1.346	55	4,1%
America Latina	480	389	91	23,4%
Nord America	377	281	96	34,2%
Totale	2.258	2.016	242	12,0%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2015 si attestano a 2.258 milioni di euro con un incremento di 242 milioni di euro (+12,0%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ad un incremento dei ricavi in Europa per 55 milioni di euro, sostanzialmente a seguito degli effetti positivi derivanti dall'acquisizione del controllo di 3Sun (a titolo di negative goodwill e di rimisurazione a fair value dell'interessenza già detenuta dal Gruppo antecedentemente all'acquisizione del controllo per complessivi 132 milioni di euro), agli analoghi effetti generati dalla chiusura del processo di separazione degli attivi del consorzio portoghese Eneop (per complessivi 29 milioni di euro tra plusvalenze e rimisurazioni a fair value) e all'iscrizione di un indennizzo previsto dagli accordi con STM

(12 milioni di euro). Tali effetti hanno più che compensato il decremento dei ricavi per vendita di energia in Italia per effetto della minore produzione idroelettrica e la variazione di perimetro conseguente alla cessione di EGP France avvenuta a dicembre 2014;

- > ai maggiori ricavi in America Latina per 91 milioni di euro, da riferire principalmente alle maggiori quantità prodotte in Cile, Messico e Brasile (per complessivi 77 milioni di euro);
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 96 milioni di euro, principalmente connessi, oltre che all'effetto positivo derivante dal rafforzamento del dollaro statunitense nei confronti dell'euro, alle maggiori quantità prodotte, ai maggiori ricavi per tax partnership e all'incremento degli altri ricavi relativi all'effetto della cessione di alcuni asset.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	939	993	(54)	-5,4%
America Latina	274	126	148	-
Nord America	257	193	64	33,2%
Totale	1.470	1.312	158	12,0%

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2015 ammonta a 1.470 milioni di euro, in incremento di 158 milioni di euro (+12,0%) rispetto ai primi nove mesi del 2014; tale incremento è riferibile:

- > al minor margine realizzato in Europa per 54 milioni di euro, prevalentemente a seguito del decremento dei ricavi da vendita di energia elettrica, dell'incremento dei costi operativi per l'acquisizione del controllo di 3Sun e ai maggiori oneri netti da contratti su commodity valutati al fair value;
- > al maggior margine in America Latina per 148 milioni di euro, tenuto conto di un effetto cambi positivo di 37 milioni di euro, a seguito del citato incremento dei ricavi e del decremento dei costi operativi connessi all'acquisto di energia in Brasile e nella Repubblica di Panama; in quest'ultimo paese la maggior idraulicità ha infatti contenuto di fatto i costi di acquisto di energia elettrica necessari per far fronte alle vendite contrattate. Tale incremento è stato parzialmente compensato dalla crescita dei costi operativi collegati alla maggiore capacità installata in Cile, Messico e Brasile;
- > al margine del Nord America in aumento di 64 milioni di euro (tenuto conto di un effetto cambi positivo di 46 milioni di euro) per effetto dei maggiori ricavi e solo parzialmente compensato dai maggiori costi del personale e operativi connessi alla maggiore capacità installata.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	448	690	(242)	-35,1%
America Latina	184	85	99	-
Nord America	119	110	9	8,2%
Totale	751	885	(134)	-15,1%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2015, pari a 751 milioni di euro, registra un decremento di 134 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 292 milioni di euro, da riferire principalmente al sopra citato impairment di EGP Romania, alla maggiore capacità installata nel continente americano, nonché agli adeguamenti di valore di specifici progetti in Nord America e alla svalutazione di alcuni crediti nell'area Europa.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	398	251	147	58,6%
America Latina	1.103	602	501	83,2%
Nord America	199	207	(8)	-3,9%
Totale	1.700	1.060	640	60,4%

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2015 ammontano a 1.700 milioni di euro in incremento di 640 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente ad impianti eolici in America Latina (573 milioni di euro), in Nord America (184 milioni di euro) e in Europa (96 milioni di euro), ad impianti fotovoltaici in Cile (253 milioni di euro) e in Sudafrica (124 milioni di euro) e ad impianti idroelettrici in Brasile e Costa Rica (181 milioni di euro).

Altro, elisioni e rettifiche

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2015	2014 restated	Variazioni		2015	2014 restated	Variazioni	
140	142	(2)	-1,4%	Ricavi (al netto delle elisioni)	424	532	(108) -20,3%
(29)	(9)	(20)	-	Margine operativo lordo	(81)	42	(123) -
(36)	(16)	(20)	-	Risultato operativo	(101)	20	(121) -
				Investimenti	24	15	9 60,0%

Risultati economici terzo trimestre

I **ricavi**, al netto delle elisioni, del terzo trimestre 2015 risultano pari a 140 milioni di euro, con un decremento di 2 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-1,4%) riferibile essenzialmente a minori ricavi per servizi di supporto e staff, solo parzialmente compensati dai maggiori ricavi per servizi di riassicurazione e di Information e Communication Technology.

Il **marginale operativo lordo** del terzo trimestre 2015, negativo per 29 milioni di euro, è diminuzione di 20 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2014.

Il **risultato operativo**, negativo per 36 milioni di euro, risulta in decremento di 20 milioni di euro rispetto al valore registrato nel terzo trimestre 2014.

Risultati economici primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2015, al netto delle elisioni, risultano pari a 424 milioni di euro con un decremento di 108 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (-20,3%). Se si esclude da tale variazione il provento, pari a 82 milioni di euro, derivante dall'adeguamento prezzo rilevato nel primo trimestre del 2014 sulla cessione di Artic Russia, avvenuta nel 2013, ed effettuato in base alla clausola di earn-out prevista negli accordi contrattuali con l'acquirente della società, i ricavi sono in calo di 26 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014. Tale ultimo decremento è essenzialmente riferibile ai minori ricavi per 31 milioni di euro correlati alle attività di supporto e staff della Holding prestati alle altre società del Gruppo, che risentono sia del cambiamento nel modello organizzativo adottato, sia del nuovo meccanismo di remunerazione delle attività della stessa.

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2015, negativo per 81 milioni di euro, registra un decremento di 123 milioni di euro essenzialmente per effetto del sopracitato adeguamento prezzo. Escludendo tale provento, il margine operativo lordo risulta in diminuzione di 41 milioni di euro rispetto al valore rilevato nei primi nove mesi del 2014. Tale andamento risente di alcuni conguagli relativi all'esercizio precedente per quanto riguarda i servizi di staff e supporto forniti dalla Holding.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2015, è negativo per 101 milioni di euro e registra un decremento di 121 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 2 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2015 ammontano a 24 milioni di euro, con un incremento di 9 milioni di euro rispetto al valore registrato nei primi nove mesi del 2014.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Capitale investito netto e relativa copertura

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

Milioni di euro

	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	87.676	89.844	(2.168)	-2,4%
- avviamento	13.815	14.027	(212)	-1,5%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	675	872	(197)	-22,6%
- altre attività/(passività) non correnti nette	810	(741)	1.551	-
Totale Attività immobilizzate nette	102.976	104.002	(1.026)	-1,0%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	12.412	12.022	390	3,2%
- rimanenze	3.491	3.334	157	4,7%
- crediti netti verso Cassa Conguaglio e organismi assimilati	(3.939)	(2.994)	(945)	-31,6%
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.598)	(4.827)	(771)	-16,0%
- debiti commerciali	(10.110)	(13.419)	3.309	-24,7%
Totale Capitale circolante netto	(3.744)	(5.884)	2.140	36,4%
Capitale investito lordo	99.232	98.118	1.114	1,1%
Fondi diversi:				
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.585)	(3.687)	102	-2,8%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.766)	(7.391)	625	-8,5%
Totale Fondi diversi	(10.351)	(11.078)	727	-6,6%
Attività nette possedute per la vendita	1.751	1.488	263	17,7%
Capitale investito netto	90.632	88.528	2.104	2,4%
Patrimonio netto complessivo	51.275	51.145	130	0,3%
Indebitamento finanziario netto	39.357	37.383	1.974	5,3%

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2015 è pari a 90.632 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 51.275 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 39.357 milioni di euro. Quest'ultimo al 30 settembre 2015 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,77 (0,73 al 31 dicembre 2014).

Analisi della struttura finanziaria del Gruppo

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro

	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	6.949	7.022	(73)	-1,0%
- obbligazioni	35.957	39.749	(3.792)	-9,5%
- debiti verso altri finanziatori	1.608	1.884	(276)	-14,6%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>44.514</i>	<i>48.655</i>	<i>(4.141)</i>	<i>-8,5%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.188)	(2.701)	513	-19,0%
Indebitamento netto a lungo termine	42.326	45.954	(3.628)	-
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	727	824	(97)	-11,8 %
- altri finanziamenti a breve verso banche	293	30	263	-
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.020</i>	<i>854</i>	<i>166</i>	<i>19,4%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	4.438	4.056	382	9,4%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	236	245	(9)	-3,7%
Commercial paper	636	2.599	(1.963)	-75,5%
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	1.691	457	1.234	-
Altri debiti finanziari a breve termine	33	166	(133)	-80,1%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>7.034</i>	<i>7.523</i>	<i>(489)</i>	<i>-6,5%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.089)	(1.566)	477	30,5%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(109)	(177)	68	38,4%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.227)	(1.654)	427	25,8%
Altri crediti finanziari a breve termine	(288)	(323)	35	10,8%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(8.310)	(13.228)	4.918	37,2%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(11.023)</i>	<i>(16.948)</i>	<i>5.925</i>	<i>35,0%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(2.969)	(8.571)	5.602	-65,4%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	39.357	37.383	1.974	5,3%
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	1.240	620	620	-

L'indebitamento finanziario netto è pari a 39.357 milioni di euro al 30 settembre 2015, con un incremento di 1.974 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine evidenzia un decremento di 3.628 milioni di euro, quale saldo della diminuzione dei crediti finanziari a lungo termine per 513 milioni di euro e del decremento dell'indebitamento finanziario lordo per 4.141 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 6.949 milioni di euro, registrano un decremento di 73 milioni di euro dovuto principalmente alla riclassifica nella parte a breve della quota in scadenza entro 12 mesi dei finanziamenti bancari a lungo termine, parzialmente compensato del tiraggio da parte di Endesa di un finanziamento BEI per un controvalore di 300 milioni di euro.

La linea di credito revolving forward starting dell'importo di circa 9,44 miliardi di euro, stipulata da parte di Enel SpA ed Enel Finance International nel febbraio 2013, in scadenza nell'aprile 2018, è stata rinegoziata in data 11 febbraio 2015 riducendone il costo e estendendone la durata fino al 2020. Tale linea non risulta utilizzata al 30 settembre 2015, così come le linee di credito committed stipulate da Enel SpA ed Enel Finance International.

- > Le obbligazioni, pari a 35.957 milioni di euro, presentano un decremento di 3.792 milioni di euro rispetto a fine 2014 principalmente per effetto:
 - delle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, tra cui un prestito obbligazionario a tasso variabile per 1.000 milioni di euro e uno a tasso fisso per 2.000 milioni di euro, entrambi emessi da Enel SpA ed in scadenza nel mese di febbraio 2016, nonché un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International per 1.082 milioni di euro, in scadenza nel mese di settembre 2016;
 - delle nuove emissioni effettuate nel corso dei primi nove mesi del 2015, si segnala l'offerta di scambio non vincolante promossa da Enel Finance International nel mese di gennaio 2015 con la quale si è effettuato il riacquisto di obbligazioni per un ammontare complessivo di 1.429 milioni di euro e contestualmente l'emissione di un prestito obbligazionario senior a tasso fisso per un importo nominale di 1.462 milioni di euro, in scadenza nel mese di gennaio 2025.
- > Nel corso dei primi nove mesi del 2015 sono stati effettuati i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:
 - 1.000 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA nel 2007, in scadenza nel mese di gennaio 2015;
 - 1.300 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA nel 2007, in scadenza nel mese di gennaio 2015;
 - 1.195 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International nel 2011, in scadenza nel mese di settembre 2015.

Inoltre, si segnala che in data 16 luglio 2015 è stata siglata una linea di credito di 450 milioni di euro, tra Enel S.p.A. e Unicredit S.p.A., che sostituisce la linea di 400 milioni di euro precedentemente siglata in data 18 luglio 2013, con scadenza luglio 2016.

In data 27 agosto 2015 la società sudafricana Enel Green Power Rsa Proprietary Limited ha stipulato con HSBC Bank plc un prestito di 145 milioni di euro, della durata di 15 anni, coperto da una garanzia di SACE S.p.A., e che al 30 settembre 2015 non risulta ancora utilizzato.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 2.969 milioni di euro al 30 settembre 2015 con una riduzione di 5.602 milioni di euro rispetto a fine 2014, quale risultante del decremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 489 milioni di euro, del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 5.925 milioni di euro parzialmente compensato dai maggiori debiti bancari a breve termine per 166 milioni di euro, principalmente dovuti ai nuovi finanziamenti bancari tirati da alcune società latinoamericane.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.034 milioni di euro, sono incluse le emissioni di Commercial Paper, in capo ad Enel Finance International ed International Endesa BV per complessivi 636 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 4.438 milioni di euro.

Si evidenzia, infine che la consistenza dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity risulta pari a 1.227 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 1.691 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine, sono pari a 11.023 milioni di euro, con un decremento di 5.925 milioni di euro rispetto a fine 2014, principalmente a seguito del decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 4.918 milioni di euro, degli altri crediti finanziari a breve termine per 35 milioni di euro, nonché del decremento dei crediti per cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity per 427 milioni di euro.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** dei primi nove mesi del 2015 è positivo per 5.177 milioni di euro, in aumento di 2.247 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, principalmente in conseguenza del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** dei primi nove mesi del 2015 ha assorbito liquidità per 4.653 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2014 ne aveva assorbita per 4.087 milioni di euro. In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 5.081 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015, si incrementano di 1.069 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dei maggiori investimenti effettuati all'estero e nelle tecnologie rinnovabili.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 57 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015 e si riferiscono all'acquisizione del 100% di alcune società minori operanti nello sviluppo di impianti eolici in Messico, all'acquisizione del 68% del capitale di BLP Energy, società operante nel settore delle rinnovabili in India, nonché ad acconti per futuro acquisto di partecipazioni.

Nei primi nove mesi del 2015, le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 437 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla cessione delle società SE Hydropower e SF Energy, operanti nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia, nonché alla cessione di alcune società minori in America Latina e Nord America.

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi nove mesi del 2015, pari a 48 milioni di euro, è essenzialmente correlata ai disinvestimenti ordinari del periodo.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 5.176 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2014 ne aveva assorbita per 1.060 milioni di euro. Il flusso dei primi nove mesi del 2015 è sostanzialmente relativo alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 3.339 milioni di euro (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) e al pagamento dei dividendi per 2.192 milioni di euro, di cui 1.316 milioni di euro erogati agli azionisti di Enel SpA. Tali effetti sono solo in parte compensati dai maggiori incassi relativi ad operazioni su non controlling interest per 355 milioni di euro. In dettaglio, questi ultimi includono:

- > l'incasso per 344 milioni di euro (al netto degli oneri accessori) derivante dalla cessione del 49% di EGPNA Renewable Energy Partners, società operante nella generazione di energia elettrica negli Stati Uniti;
- > l'esborso (9 milioni di euro) per l'acquisto del restante 49% del capitale di Energia Eolica, società italiana attiva nella produzione di energia eolica, e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 51%;
- > l'effetto netto positivo di altre operazioni minori (aumenti e riduzione di capitale in alcune società in Cile, Stati Uniti e Sud Africa) per 20 milioni di euro.

Nei primi nove mesi del 2015 il cash flow generato dall'attività operativa per 5.177 milioni di euro ha solo in parte fronteggiato il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento pari a 5.176 milioni di euro e da attività di investimento pari a 4.653 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2015 risultano pari a 8.457 milioni di euro a fronte di 13.255 milioni di euro di fine 2014. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 146 milioni di euro.

Fatti di rilievo del terzo trimestre del 2015

Conferma di Enel nell'indice FTSE4Good

In data 13 luglio 2015, il Gruppo Enel è stato riconfermato nel prestigioso indice FTSE4Good, ottenendo un punteggio assoluto di 4,3 su 5 nella performance ESG (Environmental – Social – Governance). L'indice misura il comportamento delle imprese in ambiti quali la lotta al cambiamento climatico, la governance, il rispetto dei diritti umani e la lotta alla corruzione. Anche Enel Green Power, la società attiva nell'ambito delle energie rinnovabili del Gruppo, è stata confermata nell'indice. Creata da FTSE Russell, società che opera nel campo degli indici globali, FTSE4Good è una serie di indici azionari progettati per favorire l'investimento in aziende in base alle loro performance ESG. Le aziende presenti nel FTSE4Good Index Series soddisfano una serie di criteri ambientali, sociali e di governance.

Riorganizzazione delle attività in America Latina

In data 27 luglio 2015, i consigli di amministrazione di Enersis S.A. ("Enersis") e delle sue controllate Endesa Chile e Chilectra S.A. ("Chilectra"), a seguito dell'analisi del progetto di riorganizzazione societaria volta a separare le attività di generazione e distribuzione di energia elettrica svolte in Cile da quelle sviluppate in altri Paesi dell'America Latina, hanno condiviso che tale riorganizzazione venga realizzata mediante le seguenti operazioni societarie: (i) la scissione parziale di Endesa Chile e Chilectra, mediante l'assegnazione di tutte le rispettive attività e passività detenute negli altri Paesi dell'America Latina (i.e., diversi dal Cile) in favore di due società di nuova costituzione, denominate, rispettivamente, "Endesa Americas" e "Chilectra Americas"; (ii) la scissione parziale di Enersis, mediante l'assegnazione di tutte le relative attività e passività detenute in Cile (ivi comprese le partecipazioni in Endesa Chile e Chilectra) in favore di una società di nuova costituzione denominata "Enersis Chile" con il contestuale cambiamento della denominazione sociale di Enersis in "Enersis Americas", società che rimarrà titolare di tutte le attività e passività detenute negli altri Paesi dell'America Latina (tra cui le partecipazioni nelle indicate società di nuova costituzione Endesa Americas e Chilectra Americas); (iii) la successiva fusione per incorporazione di Endesa Americas e Chilectra Americas in Enersis Americas. Tale ultima società, ad esito della fusione, risulterà pertanto titolare di tutte le partecipazioni detenute dal perimetro Enersis negli altri Paesi dell'America Latina (i.e., diversi dal Cile). È previsto che Enersis Chile ed Enersis Americas abbiano sede in Cile e le relative azioni siano quotate sugli stessi mercati in cui attualmente sono quotate le azioni Enersis. Nessuna delle suddette operazioni comporterà l'apporto di nuovi conferimenti in denaro da parte degli azionisti delle società coinvolte.

È altresì previsto che la prima fase di tale riorganizzazione, concernente le indicate scissioni di Endesa Chile, Chilectra ed Enersis, sia sottoposta all'approvazione delle rispettive Assemblee degli azionisti nell'ultimo trimestre del 2015 e che il processo di riorganizzazione societaria possa essere completato entro il terzo trimestre del 2016.

Enel confermata nel Dow Jones Sustainability World Index

In data 10 settembre 2015, il Gruppo Enel, per il dodicesimo anno consecutivo, è stato ammesso al Dow Jones Sustainability World Index (DJSI World). L'indice include solo 317 società al mondo, meno del 10 per cento di quelle selezionate da RobecoSAM per una

valutazione ai fini dell'ammissione al DJSI. Enel è una delle 10 società italiane entrata nel DJSI World.

Acquisizione di BLP Energy

In data 24 settembre 2015, Enel Green Power ha acquisito una quota di maggioranza di BLP Energy ("BLP"), utility-scale attiva nel solare ed eolico, controllata da Bharat Light & Power, per un corrispettivo totale di circa 30 milioni di euro. 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.

Accordo per la separazione degli asset rinnovabili in Portogallo

In data 30 settembre 2015, Enel Green Power España ("EGPE"), ha sottoscritto un accordo con la società portoghese First State Wind Energy Investments per la cessione dell'intero capitale sociale di Finerge Gestão de Projectos Energéticos ("Finerge"), controllata da EGPE al 100% e attiva nel settore delle rinnovabili in Portogallo. First State Wind Energy Investments è invece interamente posseduta da fondi del portafoglio di First State Investments, 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.

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

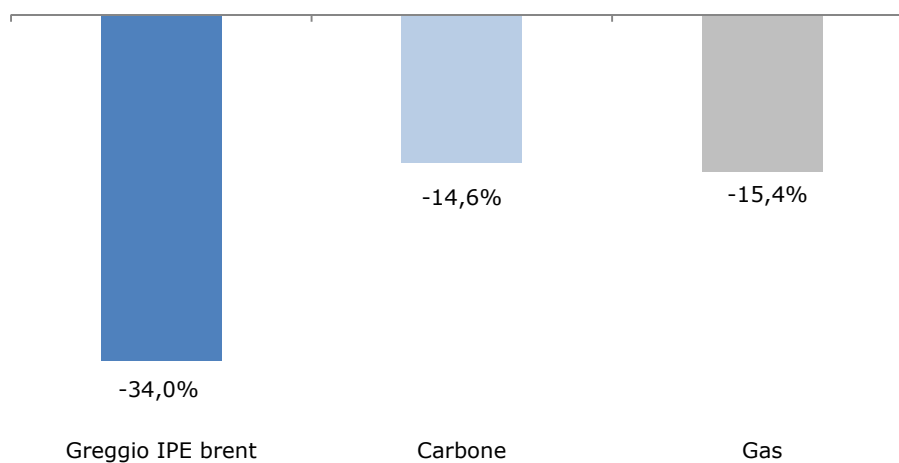
	Primi nove mesi	
	2015	2014
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE brent (dollari/bbl)	72,1	109,1
Prezzo medio CO ₂ (euro/ton)	6,8	5,5
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) ⁽¹⁾	67,9	79,5
Prezzo medio del gas (euro/MWh) ⁽²⁾	21,3	25,1
Cambio medio dollaro USA per euro	1,11	1,35
Euribor a sei mesi (media del periodo)	0,08%	0,35%

(1) Indice API#2.

(2) Indice TTF.

Il rapporto di cambio euro/dollaro, pur con andamenti altalenanti, ha visto nel corso del terzo trimestre 2015 una stabilizzazione sui valori rilevati a giugno. Le politiche della BCE e l'andamento delle economie nazionali ha comportato inoltre un andamento stabile dei tassi di interesse, caratterizzati comunque da livelli molto bassi rispetto alle serie storiche.

Variazione prezzi medi combustibili nei primi nove mesi 2015 rispetto ai primi nove mesi 2014



I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

3° trimestre			GWh	Primi nove mesi		
2015	2014	Variazione		2015	2014	Variazione
83.341	78.139	6,7%	Italia	237.392	233.031	1,9%
63.844	61.549	3,7%	Spagna	187.359	182.739	2,5%
172.855	173.978	-0,6%	Russia	558.263	559.099	-0,1%
6.816	6.672	2,2%	Slovacchia ⁽¹⁾	21.423	20.821	2,9%
34.791	32.750	6,2%	Argentina	102.211	97.293	5,1%
132.634	138.216	-4,0%	Brasile ⁽¹⁾	408.207	424.353	-3,8%
13.480	13.158	2,4%	Cile ⁽¹⁾	39.822	38.987	2,1%
17.062	16.277	4,8%	Colombia	49.268	47.461	3,8%

Fonte: TSO nazionali.
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 con importanti segnali di ripresa. Gli stimoli monetari da parte della Banca Centrale Europea hanno permesso una ripresa dell'attività industriale e conseguentemente dei consumi.

In Italia, si registra un incremento dei consumi (+6,7% nel terzo trimestre rispetto allo stesso periodo del 2014), sia per effetto di una maggiore domanda del comparto industriale in seguito alla ripresa del settore, sia per le elevate temperature dei mesi estivi che hanno comportato una maggiore richiesta nel comparto residenziale. Nel mese di settembre 2015 la domanda registra una crescita rettificata dell'1,0% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, in linea con il PIL atteso nel terzo trimestre 2015 (+1,1%), testimoniando una buona elasticità dei consumi ai primi segnali di ripresa economica.

Per quanto attiene al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta nel mese di settembre 2015 ha fatto registrare un decremento pari all'1,5% rispetto al mese di agosto; il trend si mantiene tuttavia su un andamento crescente.

A livello cumulato, nei primi nove mesi del 2015 la richiesta in Italia risulta in crescita dell'1,9% rispetto ai valori del corrispondente periodo del 2014.

In Spagna, il miglioramento dell'outlook economico ha sostenuto un maggiore consumo sia nel comparto industriale, che in quello residenziale (mentre risulta in calo il comparto dei servizi), con una crescita complessiva nei primi nove mesi del 2015 del 2,5%, inferiore però rispetto al trend di crescita del PIL (atteso a +3,4% nel terzo trimestre 2015 a fronte di un 3,1% come tasso medio dei primi tre trimestri del 2015). A livello rettificato (ovvero al netto di effetti calendario e temperature), la crescita nei primi nove mesi del 2015 si attesterebbe infatti solo all'1,2%, confermando l'effetto "decoupling" in atto nel settore.

La domanda è risultata particolarmente sostenuta nel mese di luglio con un incremento dell'11,2% (+5,4% rettificato), in virtù di un innalzamento delle temperature. Nel mese di settembre 2015 si registra invece un calo della richiesta del 3,7% (-0,7% rettificato).

Nell'Est Europa, ad eccezione della Russia, la domanda mostra segnali di rafforzamento, evidenziando nel terzo trimestre 2015, per la Slovacchia, una crescita che oscilla mediamente intorno al 2,2%.

In America Latina, sempre nel terzo trimestre 2015, la domanda rimane sostenuta in Colombia (+4,8% rispetto allo stesso periodo del 2014), Cile (+2,4%) e Argentina (+6,2%),

mentre il Brasile mostra una flessione del 4,0% in linea con l'andamento congiunturale negativo.

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 3Q 2015 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 3Q 2015 - 3Q 2014	Prezzo medio peakload 3Q 2015 (euro€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 3Q 2015 - 3Q 2014
Italia	56,7	12,4%	62,3	16,5%
Spagna	55,7	6,6%	61,8	6,7%
Russia	15,8	-34,7%	18,4	-34,3%
Slovacchia	36,1	13,1%	45,7	17,1%
Brasile	74,2	-69,9%	107,4	-67,2%
Cile	80,1	-39,8%	145,8	-41,3%
Colombia	65,7	-40,6%	277,9	24,0%

Domanda di gas naturale

3° trimestre			Milioni di m ³		Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
11.482	10.919	563	5,2%	Italia	46.520	43.623	2.897	6,6%
5.996	5.726	269	4,7%	Spagna	21.385	18.897	2.487	13,2%

I primi nove mesi del 2015 sono stati caratterizzati da un forte incremento della domanda di gas naturale sia in Italia che in Spagna, rispettivamente pari al 6,6% e al 13,2% rispetto allo stesso periodo del 2014. Tale incremento è imputabile principalmente al miglioramento del contesto economico e ad una maggiore competitività del gas tra le fonti convenzionali in virtù di una riduzione delle quotazioni in Europa.

In Spagna, in particolare, in un contesto di domanda di gas flessibile e strettamente dipendente dalla disponibilità degli impianti da fonte rinnovabile, le condizioni ambientali (più bassa idraulicità) e la minore redditività del carbone hanno reso più competitivi gli impianti a ciclo combinato e l'utilizzo di tale materia prima.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

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, analogo andamento, suppur più marcato, si rileva nel terzo trimestre 2015 con un incremento 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). In particolare, la minore produzione da fonte idroelettrica (-10,9 TWh) conseguente alle più favorevoli condizioni di idraulicità dell'analogo periodo dell'esercizio precedente, è stata più che compensata dall'incremento della generazione da fonte termoelettrica per 10,4 TWh, nonché dall'aumento della produzione da altre fonti rinnovabili (+2,3 TWh).

Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2015, ad eccezione della produzione da fonte eolica che registra un decremento di 0,5 TWh.

Domanda di gas naturale in Italia

3° trimestre				Milioni di m ³	Primi nove mesi			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
2.887	3.087	(200)	-6,5%	Reti di distribuzione	21.548	20.039	1.509	7,5%
2.965	3.064	(99)	-3,2%	Industria	9.669	9.759	(90)	-0,9%
5.424	4.433	991	22,4%	Termoelettrico	14.295	12.639	1.656	13,1%
206	335	(129)	-38,5%	Altro ⁽¹⁾	1.008	1.186	(178)	-15,0%
11.482	10.919	563	5,2%	Totale	46.520	43.623	2.897	6,6%

(1) Include altri consumi e perdite.

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

Nel terzo trimestre del 2015 si registra una crescita dei consumi del 5,2% (+6,6% nei primi nove mesi del 2015) principalmente guidati dal settore termoelettrico (+22,4%) grazie alla minore disponibilità della fonte idroelettrica ed alla maggiore competitività degli impianti di cogenerazione tra le fonti convenzionali. L'incremento è in parte da attribuirsi alle particolari condizioni climatiche dei mesi estivi. Nel mese di settembre, infatti, la domanda subisce un calo dello 0,4% (-2,8% rispetto ai livelli dello stesso periodo del 2014). Il settore termoelettrico sempre a settembre mostra una crescita ben più modesta che si attesta all'1,1%

I prelievi delle reti di distribuzione (usi civili, commerciali e terziario) mostrano invece una flessione del 6,5%, con il comparto industriale in calo anch'esso del 3,3%.

Dal lato dell'offerta, si segnala che la frenata dei consumi non ha fermato la corsa del riempimento degli stoccaggi sostenuta da maggiori importazioni. Nonostante la domanda stagnante l'import è aumentato rispetto a settembre 2014 di oltre 600 milioni di m³: +14,3%, (+6,9% sul 2014), quasi interamente impiegato negli stoccaggi, con iniezioni nette per oltre 600 milioni di m³ in più rispetto al 2014 (+86,2%).

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	3,0%	Produzione netta	193.596	190.664	2.932	1,5%
(735)	(674)	(61)	-9,1%	Consumo per pomaggi	(3.221)	(3.958)	737	18,6%
(1.089)	(1.519)	430	28,3%	Esportazioni nette ⁽¹⁾	(3.016)	(3.967)	951	24,0%
63.844	61.549	2.295	3,7%	Energia richiesta sulla rete	187.359	182.739	4.620	2,5%

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

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Balance eléctrico: Estadística diaria del sistema eléctrico español peninsular - consuntivo settembre 2015 e 2014). I volumi dei primi nove mesi 2014 sono aggiornati al 5 aprile 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 decremento del 24,0% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2014, tale fenomeno risulta relativo al terzo trimestre 2015 dove si rileva un decremento 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 dell'1,5% (+2,9 TWh), per effetto sostanzialmente dell'aumento 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	3,7%	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 España - (Balance eléctrico: Estadística diaria del sistema eléctrico español extrapeninsular - consuntivo settembre 2015 e 2014). I volumi dei primi nove mesi del 2014 sono stati aggiornati al 5 aprile 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% (+0,2 TWh) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente essenzialmente per effetto della maggiore energia richiesta sul territorio extrapeninsulare. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2015.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Pacchetto Estivo

Il 15 luglio 2015, la Commissione Europea ha presentato le prime proposte di azione inserite nel cosiddetto "Pacchetto Estivo", avviando così le attività previste nel documento di "Energy Union" presentato a febbraio.

Il Pacchetto comprende una serie di documenti volti a conferire ai consumatori un nuovo ruolo nel mercato dell'energia (attraverso una comunicazione sul mercato retail e un documento sull'autoconsumo), a ridefinire l'assetto del mercato europeo dell'energia elettrica (attraverso una comunicazione e consultazione sul disegno di mercato) e a rivedere il sistema EU ETS come strumento per il raggiungimento dell'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni al 2030 (attraverso una proposta legislativa di revisione della Direttiva ETS). Il pacchetto identifica alcune necessità di riforma del settore energetico europeo, tra cui il bisogno di aumentare l'integrazione, migliorare la flessibilità, promuovere segnali di lungo termine, migliorare il mercato retail grazie al fondamentale apporto delle reti intelligenti e rafforzare il mercato della CO₂.

In particolare, il mercato dell'energia dovrà convergere verso una maggiore integrazione dei mercati europei dell'elettricità: mercato del giorno prima, intraday e mercato del bilanciamento. Inoltre, al fine di garantire gli investimenti necessari e ridurre i rischi per gli operatori energetici, si svilupperanno mercati di lungo termine attraverso una definizione di contratti di lungo periodo e la necessità di usare tali strumenti come driver per il raggiungimento della de-carbonizzazione.

L'integrazione dei mercati dovrà coinvolgere inoltre le fonti rinnovabili. Queste fonti dovranno poter partecipare al mercato ed avere la possibilità di fornire servizi ancillari e di bilanciamento. Le fonti rinnovabili, giocando un ruolo fondamentale nella transizione verso un'economia low carbon, se necessario potranno essere promosse attraverso meccanismi competitivi, quali le aste, secondo approcci regionali maggiormente coordinati.

Anche il mercato retail è stato oggetto di proposte. In particolare è emersa la necessità di aggiornare il ruolo del consumatore grazie ad una maggiore concorrenza sul mercato (semplificazioni nello switching, disponibilità di dati di consumo real time). Questo sarà garantito attraverso la promozione delle smart grids e di una maggiore diffusione delle smart appliances che garantiranno una crescente partecipazione attiva del consumatore. In tal senso il ruolo degli operatori delle reti di distribuzione come facilitatori di tale processo, è estremamente rilevante e dovrà essere sostenuto da meccanismi di remunerazione incentivanti. Il pacchetto inoltre sottolinea che l'autoconsumo avrà un ruolo sempre più importante nel sistema e pertanto è necessario rimuovere ogni barriera alla loro diffusione. Allo stesso tempo bisognerà garantire il corretto finanziamento degli oneri di rete e dei costi di sistema anche in presenza di un massiccio sviluppo dell'autoconsumo.

Nell'ottica di raggiungere gli obiettivi di medio e lungo periodo nella riduzione delle emissioni, la Commissione ha inoltre proposto una riforma del sistema ETS, riconfermandone il ruolo chiave nella strategia di de-carbonizzazione Europea. Il documento aumenta l'ambizione climatica del sistema ETS con l'obiettivo di raggiungere il target di riduzione delle emissioni di CO₂ del 40% che l'Europa si è data al 2030. Inoltre, da un lato propone delle misure concrete per salvaguardare l'industria domestica dal rischio di delocalizzazione (carbon

leakage) attraverso meccanismi di compensazione dei costi e dall'altro sostiene l'innovazione tecnologica come driver per una progressiva transizione verso un'economia low carbon.

Reporting REMIT

Il 7 ottobre 2015 è stata avviata la prima fase del reporting REMIT, che interessa gli ordini e le transazioni eseguite sui mercati organizzati e gran parte dei dati su capacità e utilizzo degli impianti; saranno invece inviati ad ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) a partire dal 7 aprile 2016 i dati sulle transazioni eseguite fuori dai mercati organizzati, i contratti di trasmissione e i dati sull'utilizzo degli impianti LNG e di stoccaggio. Il reporting è finalizzato all'attività di monitoraggio dei mercati da parte di ACER e delle autorità di regolazione nazionali.

Italia

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha approvato in data 22 giugno 2015 la delibera n. 296/2015/R/com contenente le disposizioni in merito agli obblighi di separazione funzionale (unbundling) per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas.

Nel provvedimento, l'Autorità ha confermato l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione (compresa la denominazione sociale) delle imprese di distribuzione rispetto alle imprese di vendita e, nel settore elettrico, anche tra vendita nel mercato libero e il servizio di maggior tutela.

Le attività commerciali relative all'attività di distribuzione, in particolare le attività di interfaccia con i clienti finali, dovranno inoltre essere svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli relativi all'attività di vendita dell'energia elettrica o del gas naturale. Stessi obblighi valgono per le imprese che svolgono l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica rispetto a quelle del servizio di maggior tutela.

Le disposizioni hanno efficacia immediata. È prevista tuttavia la possibilità per le imprese di assolvere ai nuovi obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione entro il 30 giugno 2016. Per le disposizioni relative all'utilizzo di canali informativi, spazi fisici e personale separati, la scadenza è invece fissata al 1° gennaio 2017.

Generazione

Energia elettrica

Produzione e mercato all'ingrosso

Con la delibera n. 95/2015/R/eel l'AEEGSI ha proposto al Ministro dello Sviluppo Economico di anticipare l'entrata in funzione del Mercato della Capacità, prevedendone una fase di prima attuazione che dovrebbe partire dal 1° gennaio 2017 e concludersi non oltre il 31 dicembre 2020, con l'avvio della fase di regime del meccanismo. Secondo la proposta dell'Autorità, nella suddetta fase di prima attuazione, non sarebbe prevista la partecipazione diretta della domanda e delle risorse estere al mercato, ma si procederebbe a quantificarne il contributo su mera base statistica. L'Autorità propone inoltre, in tale fase, di definire il valore minimo

della remunerazione riconosciuta alla capacità esistente sulla base dei costi fissi evitabili di un'unità a ciclo combinato. Tale proposta è sottoposta all'approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

A partire dal 24 febbraio 2015, è stato avviato il market coupling dei mercati del giorno prima tra Italia, Austria, Francia e Slovenia. Il market coupling è un meccanismo di integrazione dei mercati del giorno prima che, nel determinare il prezzo dell'energia delle diverse zone di mercato europee coinvolte, alloca contestualmente la capacità di trasporto disponibile tra dette zone, ottimizzando l'utilizzo delle interconnessioni.

Con la delibera n. 92/2015/R/eel, l'Autorità ha specificato i criteri di reintegrazione per le unità essenziali per la sicurezza del sistema gas per l'anno 2013 e approvato un acconto a valere sul primo semestre 2013 del corrispettivo di reintegrazione spettante.

Con sentenza del 20 marzo 2015, il Consiglio di Stato ha confermato l'annullamento delle delibere n. 342/2012/R/eel, 197/2013/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel dell'AEEGSI recanti misure urgenti finalizzate al contenimento degli oneri di dispacciamento associati allo sbilanciamento delle unità non abilitate al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). In esito alla sentenza, Terna ha ricalcolato le partite economiche di sbilanciamento già fatturate nei periodi antecedenti all'adozione della sentenza medesima e effettuato i relativi conguagli.

La pronuncia del Consiglio di Stato è stata motivata con l'assenza dei presupposti di urgenza invocati dall'Autorità per l'introduzione dei provvedimenti ed il connesso vizio procedurale di mancata consultazione degli operatori.

A seguito della pronuncia, l'Autorità ha proceduto a svolgere una consultazione degli operatori (provvedimento n.163/2015/R/eel) in merito a specifiche proposte di riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, finalizzate a correggerne le distorsioni che oggi la caratterizzano.

Con la delibera n.333/2015/R/eel ha inoltre avviato un procedimento, da concludersi entro fine 2015, finalizzato a disciplinare le modalità di attuazione della sentenza del Consiglio di Stato con riferimento agli anni 2012, 2013 e 2014 ed ha invitato Terna a tener conto dello stesso ai fini dello svolgimento delle attività di conguaglio.

Il Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91 ha previsto che le unità di produzione programmabili di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia siano considerate unità essenziali in regime di reintegro dei costi. La norma si applica dal 1° gennaio 2015 alla data di entrata in esercizio del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia ed il Continente. Con la delibera n.521/2014/R/eel l'Autorità ha disciplinato gli obblighi cui sono soggetti gli impianti ed i criteri di reintegro applicati, mutuando le regole generali previste per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi al regime di reintegro dei costi. Dal momento che il completamento del collegamento Sorgente-Rizziconi è previsto nel corso del 2016, con la delibera n.496/2015/R/eel l'Autorità ha prorogato le suddette disposizioni al prossimo anno.

Gas

Mercato all'ingrosso

Per quanto riguarda l'attività di stoccaggio, il Ministero dello Sviluppo Economico con decreto del 6 febbraio 2015 ha confermato i criteri di allocazione della capacità attraverso meccanismi di asta competitiva.

In materia di tariffe di trasporto gas, il Consiglio di Stato ha confermato l'annullamento delle delibere con cui erano state definite le tariffe per il periodo 2010-2013, respingendo il ricorso in appello dell'AEEGSI ed accogliendo le tesi proposte da Enel Trade. L' AEEGSI ha presentato ricorso per revocazione avverso la sentenza del Consiglio di Stato. Risulta ancora pendente dinanzi al TAR il ricorso avverso le delibere di definizione dei criteri tariffari per il periodo 2014-2017.

Distribuzione

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Con la delibera n. 146/2015/eel, l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento per l'attività di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica per l'anno 2015 in base alle quali viene determinato, per ciascun esercente, il livello dei ricavi riconosciuti per lo svolgimento delle proprie attività.

Con la delibera n. 268/2015/R/eel, l'AEEGSI ha definito il "Codice di Rete tipo" del servizio di trasporto che regola i rapporti tra venditori e distributori in merito alle garanzie prestate dai venditori ai distributori, ai termini di pagamento del servizio di trasporto da parte dei venditori e ai termini di versamento degli oneri di sistema e delle ulteriori componenti da parte dei distributori a Cassa Conguaglio e GSE. Il provvedimento ha inoltre stabilito l'eliminazione a partire dal 2016 della quota di inesigibilità sul fatturato trattenuta dai distributori a fronte del rafforzamento del suddetto sistema di garanzie. Con la delibera n.447/2015/R/eel, l'AEEGSI ha disposto il differimento dell'efficacia delle parti del Codice previste per ottobre 2015, allineando così tutti i termini di entrata in vigore a gennaio 2016. Con la delibera n. 377/2015/R/eel, l'AEEGSI ha completato la disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione, rivedendo i fattori percentuali convenzionali di perdita a decorrere dal 1° gennaio 2016 ed il meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione a partire dall'anno 2015. In particolare, tale meccanismo di perequazione tiene in considerazione la diversificazione territoriale delle perdite sulle reti di distribuzione.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

Con la determina n. 13 del 2015 del 29 giugno 2015, l'Autorità ha fissato a 105,83 euro/TEP il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2014.

Il contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2015 è stato invece fissato a 108,13 euro/TEP; quest'ultimo sarà rivisto sulla base dei prezzi di mercato a consuntivo del periodo di riferimento.

Vendita

Energia elettrica e gas

Al fine di contrastare ulteriormente la morosità dei clienti finali, con la delibera n. 258/2015/R/com l'AEEGSI ha previsto il raddoppio degli attuali livelli del deposito cauzionale per i clienti morosi e la possibilità per l'esercente la vendita di sospendere il cliente anche in caso di mancato pagamento del solo deposito cauzionale. L'AEEGSI ha inoltre rafforzato gli indennizzi a favore dei venditori in caso di mancato distacco dei clienti morosi da parte dei distributori, introducendone dei nuovi e prevedendo la fatturazione del 50% del trasporto nel periodo intercorrente tra il termine ultimo per l'esecuzione della prestazione e l'effettivo distacco.

Con il medesimo provvedimento, l'AEEGSI ha disposto anche la riduzione delle tempistiche di switching a tre settimane per il settore gas a partire dal 2016 e ha rinviato analoga riduzione per il settore elettrico all'operatività del Sistema Informativo Integrato (SII).

Con la delibera n. 419/2015/R/eel, l'AEEGSI ha disposto l'entrata in vigore del processo della voltura nell'ambito del SII a partire da novembre 2015.

Relativamente alle condizioni economiche di riferimento per i clienti in tutela gas, l'AEEGSI ha confermato anche per l'anno termico 2015-2016 l'attuale modalità di definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, con totale indicizzazione ai prezzi spot rilevati presso l'hub olandese del Title Transfer Facility (TTF), in attesa dello sviluppo di una maggiore liquidità dei mercati all'ingrosso italiani.

Penisola iberica

Spagna

Meccanismo di assegnazione del regime retributivo per le nuove installazioni eoliche e fotovoltaiche nel SENP (Sistemi Elettrici Non Peninsulari)

La decisione IET/1953/2015 modifica la decisione IET/1459/2014, la quale sviluppava le eccezionalità previste dalla legge del settore elettrico e che permetteva di ovviare al procedimento d'asta per un massimo di 450 MW di energia eolica nelle Isole Canarie e ritardava la scadenza per richiedere l'iscrizione nel registro delle retribuzioni specifiche. In aggiunta, la decisione (i) elimina la necessità di depositare avalli, (ii) stabilisce come requisito la sola decisione favorevole di impatto ambientale, (iii) richiede la sola comunicazione da parte del gestore della rete nella quale si descrive la possibilità di evacuazione o la data prevista e (iv) richiede che per accedere all'incentivo all'investimento per la riduzione dei costi di generazione, l'impianto debba essere messo in esercizio entro 24 mesi dalla notifica dell'iscrizione nel registro (stato di preassegnazione).

Regolazione dell'attività di produzione di energia elettrica e del procedimento di dispacciamento nei sistemi elettrici nei territori non peninsulari

Con data 1° agosto 2015 è stato pubblicato il Regio Decreto sulla generazione nei territori non Peninsulari (SENP), il quale stabilisce uno schema simile a quello attualmente in vigore,

composto da una remunerazione dei costi fissi, che considera i costi di investimento, operazione e mantenimento di tipo fisso e da una remunerazione dei costi variabili, che considera i costi di combustibile, i contributi della legge n. 15/2012 e le misure fiscali per la sostenibilità energetica. Taluni aspetti della metodologia sono stati modificati con la finalità di migliorare l'efficienza del sistema. La metodologia è applicabile dalla sua entrata in vigore, prevedendo però un periodo transitorio dal 1° gennaio 2012. Il Decreto Reale sviluppa anche degli aspetti contenuti nella legge n. 17/2013 per la garanzia di fornitura e incremento della concorrenza nei sistemi elettrici.

In conformità con la legge n. 24/2013 che regola il Settore Elettrico, il tasso netto di remunerazione finanziaria degli investimenti è collegato al rendimento delle obbligazioni dello Stato spagnolo con scadenza decennale sul mercato secondario, incrementato di un adeguato differenziale. Per il primo periodo regolatorio, che si concluderà a dicembre 2019, il tasso netto sarà pari al rendimento medio delle quotazioni nel mercato secondario nei mesi di aprile, maggio e giugno del 2013 incrementato di 200 punti base.

Fatturazione oraria

A partire dal 1° ottobre 2015 quasi sei milioni di clienti inseriti nella tariffa regolata (PVPC) e che dispongono di un contatore intelligente e telegestito, sono stati inseriti nel regime di tariffazione oraria, i cui prezzi sono definiti in base ai risultati del mercato del giorno prima.

Europa dell'Est

Russia

Sospensione temporanea del sistema delle garanzie per la compravendita di energia

Il 24 dicembre 2014 il Consiglio di Vigilanza del Mercato ha pubblicato alcuni emendamenti al Regolamento che ne disciplina il funzionamento, con i quali ha: (i) aumentato la sanzione che si applica in caso di ritardo nei pagamenti; (ii) esteso fino a fine maggio 2015 il periodo di esenzione temporanea dall'obbligo di prestare garanzie per la compravendita di energia (inizialmente prevista dal 21 dicembre 2014 a fine febbraio 2015), la quale si applica agli operatori che non siano in ritardo con i pagamenti per una quota non superiore al 30% dei volumi acquistati mensilmente sul mercato.

Il 18 maggio 2015 il Consiglio di Vigilanza del Consiglio di Mercato ha: (i) approvato un'ulteriore proroga del periodo di esenzione temporanea fino al 31 agosto; (ii) ridotto a 20% la soglia minima del livello di indebitamento di un acquirente di energia oltre la quale si attiva la garanzia finanziaria (invece del 30% precedentemente in vigore). Il 22 settembre 2015, il Consiglio di Vigilanza del Consiglio di Mercato ha nuovamente prorogato il periodo di validità dell'esenzione fino al 28 dicembre 2015.

Aggiornamento del quadro legislativo per le energie rinnovabili

Il 28 luglio 2015 il Governo ha pubblicato il Decreto n. 1472, con il quale ha apportato alcune modifiche al meccanismo di aste per la capacità di nuovi impianti a fonte rinnovabile: riduzione per gli anni 2016-2018 della quota obbligatoria di localizzazione della produzione dei componenti degli impianti eolici (da 65% a 25-55%); aumento del 70% del valore massimo di Capital Expenditure riconoscibile; estensione del periodo di applicazione del

regime di supporto dal 2020 al 2024 e conseguente redistribuzione negli anni dei volumi totali di capacità aggiudicabili tramite asta per gli impianti eolici (3.600 MW).

Riforma del mercato della capacità

Il 31 agosto 2015 il Governo ha pubblicato il Decreto n. 893 e l'Ordine Governativo n. 1561-p, con i quali ha avviato la riforma del mercato della capacità (KOM). Di seguito, i punti principali della riforma:

- > a decorrere dal 2016, selezione della capacità con quattro anni di anticipo rispetto al periodo di esecuzione del contratto, pari ad un anno; il meccanismo precedente prevedeva invece un anno di anticipo. Pertanto, nel corso del 2016 si svolgerà l'asta di capacità afferente all'anno di consegna 2020;
- > entro il 30 ottobre 2015, si svolgerà l'asta di capacità per l'anno 2016 ed entro il 15 dicembre 2015 si terranno le aste di capacità relative agli anni dal 2017 al 2019;
- > revisione del meccanismo di formazione dei prezzi KOM: per ciascuna delle due zone di prezzo, è definita una funzione della domanda elastica decrescente secondo il volume della capacità offerta, sulla base della quale è calcolato il prezzo universale che si applica a tutti gli impianti selezionati; secondo il meccanismo precedente invece il prezzo era determinato dal mercato in base all'ultima offerta accettata;
- > per l'anno 2016, la fascia indicativa per la formazione del prezzo KOM nella zona di prezzo 1 è pari a 110,000-150,000 RUB/MW/mese;
- > al prezzo KOM è applicata una indicizzazione annuale pari all'inflazione reale dell'anno precedente ridotta dell'1% (con decorrenza dal 1° gennaio 2017);
- > aumento delle penalità da applicarsi ai cosiddetti "impianti non affidabili" (impianti con fattore d'utilizzo inferiore al 30% ed indisponibilità maggiore del 10% nei 12 mesi precedenti all'asta KOM) e ai nuovi impianti in caso di indisponibilità non programmata; possibile revisione al ribasso dei valori massimi delle penalità per il resto degli impianti (nelle more dell'approvazione della metodologia per la revisione delle penalità).

Romania

Qualità commerciale del servizio di ultima istanza

Con l'ordine n. 118/2015 del 25 luglio 2015 ANRE ha modificato la modalità di corresponsione degli indennizzi da parte dei fornitori di ultima istanza verso i clienti finali (residenziali e piccole imprese) nel caso di mancato rispetto degli standard di qualità, introducendo modalità di compensazione automatica (attualmente, il pagamento avviene previa richiesta scritta del cliente).

Slovacchia

Centrale termoelettrica Nováky

Relativamente alla centrale termoelettrica Nováky (ENO) che opera in regime speciale (in quanto alimentata a lignite), l'Autorità (URSO) provvede al riconoscimento dei costi sostenuti dall'impianto mediante un decreto annuale. Con decisione del 24 aprile 2015, URSO ha fissato il corrispettivo da riconoscere alla centrale termoelettrica Nováky (ENO) in un importo pari a 66,3112 euro/MWh per l'anno 2015 e a 70,7113 euro/MWh per l'anno 2016. Con decisione del Ministro dell'economia del 2 settembre 2015, la conclusione dell'applicazione del regime speciale, inizialmente prevista al 2020, è stata prorogata al 2030. Sono stati inoltre fissati i volumi di generazione e di immissione alla rete di energia elettrica che

l'impianto dovrà garantire annualmente nel periodo 2017-2030 in 1.584 GWh e 1.350 GWh rispettivamente. Al fine di poter garantire il rispetto della decisione ministeriale, sarà necessario effettuare degli investimenti sull'impianto.

Belgio

Con decreto del 31 marzo 2015, il Ministro per l'energia ha ritirato il bando di gara pubblicato nel 2014 per la costruzione di impianti di generazione a gas naturale di potenza compresa tra i 700 e i 900 MW. Tra le ragioni citate nel decreto vi è il parere preliminare della DG Competition, secondo cui la gara poteva accelerare la chiusura delle centrali esistenti. Con la legge del 18 giugno 2015, il Parlamento ha invece approvato il prolungamento della vita utile di due centrali nucleari (Doel 1 e 2) per altri 10 anni; il Parlamento deve approvare entro il 30 novembre l'accordo economico con Engie per finanziare tale prolungamento.

America Latina

Argentina

Risoluzione n. 32/2015

Nel mese di marzo 2015, la Secretaria de Energia ha emesso la Risoluzione n. 32/2015 in cui è stabilita l'introduzione a partire dal 1° febbraio 2015 di un nuovo quadro regolatorio teorico che non genera impatti per le tariffe dei clienti finali. La differenza tra il quadro teorico e quello applicato agli utenti finali rappresenta una componente temporanea di reddito aggiuntivo per le società distributrici, determinata da ENRE e CAMMESA, i quali sono anche responsabili per il relativo trasferimento dei fondi. La risoluzione afferma che questi trasferimenti sono da considerarsi acconti in attesa della revisione tariffaria generale che ENRE deve iniziare a predisporre nei prossimi mesi.

Allo stesso modo, e a partire dalla stessa data, la Risoluzione sancisce che i fondi derivanti dal Programa de Uso Racional de la Energia Eléctrica (PUREE) diventano una vera e propria componente tariffaria per le società distributrici, in riconoscimento dei maggiori costi da esse sostenuti. Rispetto alla situazione precedente al 31 gennaio 2015, la Risoluzione ha esteso la compensazione del Mecanismo de Monitoreo de Costes e del PUREE stesso, consentendo la cancellazione tra i crediti maturati grazie a questi due strumenti e il debito relativo alle partite commerciali con CAMMESA. Il saldo residuo verrà regolato attraverso un piano di pagamenti da definire.

La norma richiede che ogni società presenti un piano di investimenti da attuare entro il 2015, un accordo per l'utilizzo dei fondi supplementari trasferiti (che include il divieto al pagamento di dividendi), nonché il ritiro delle azioni legali avviate per il recupero delle posizioni creditorie.

Brasile

Compensazioni per lo stato di siccità

Nel 2014, il Brasile ha continuato a presentare situazioni climatiche di forte siccità; nel mese di novembre, il sistema ha raggiunto il massimo rischio di razionamento dell'energia. Per coprire il costo supplementare di energia per le società distributrici, il governo ha creato il conto ACR (Ambiente di Contrattazione Regolata) attraverso prestiti bancari da restituire nei successivi due anni per effetto degli aumenti tariffari da istituire. Nel 2014 le società

distributrici brasiliane hanno utilizzato il conto ACR per complessivi 18 miliardi di real (circa 5,7 miliardi di euro), senza tuttavia riuscire a coprire tutto il deficit. Nel mese di marzo 2015 è stato approvato un nuovo prestito per il conto ACR per coprire il deficit relativo ai mesi di novembre e dicembre 2014. È stato anche approvata una proroga del termine per il pagamento di tutti i prestiti, ora sono da pagare in 54 mesi e a partire da novembre 2015.

Cile

Legge sulla vendita di energia sul mercato finale vincolato

Il 29 gennaio 2015 è stato pubblicato nella Gazzetta ufficiale una modifica legale riguardante il processo di offerta di energia per i clienti del mercato vincolato. Tra le novità introdotte da questa normativa, si segnala una maggiore partecipazione del CNE in questi processi, l'aumento da tre a cinque anni della durata del bando di gara, la inclusione di un prezzo di riserva come limite massimo per ogni offerta, la possibilità di ritardo di consegna da parte dell'aggiudicatario in casi di forza maggiore, l'aggiunta delle offerte a breve termine, nonché l'aumento del limite per identificare il cliente vincolato che passa da 2.000 a 5.000 kW.

Energie Rinnovabili

Portogallo

È stato pubblicato il Decreto n. 102/2015 che completa la regolamentazione del cosiddetto "overequipment" dei parchi eolici, nell'ambito del Decreto legge n. 94/2014. Questo decreto stabilisce le procedure e i requisiti tecnici per immettere in rete l'energia supplementare prodotta oltre la capacità autorizzata. I requisiti tecnici sono legati alle comunicazioni in tempo reale e alle funzionalità di disconnessione a distanza.

Spagna

Il 2 luglio 2015 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 31 luglio 2015 è stato emesso il Decreto Regio n. 738/2015, che stabilisce il framework regolatorio e il meccanismo di dispacciamento per gli impianti localizzati nelle isole (Canarie, Baleari, Ceuta e Melilla). Inoltre, il 24 settembre 2015 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'allocazione di incentivi a impianti eolici per una capacità installata complessiva fino a 450 MW. Le richieste di partecipazione devono essere inviate prima della fine dell'anno.

Romania

Il 30 giugno 2015 il Regolatore ha pubblicato la quota di energia rinnovabile incentivata per il 2016, pari al 12,15% che deve essere approvata dal Governo; nel 2015 tale quota era pari all' 11,9% (decisione n. 1110/2014 pubblicata il 19 dicembre 2014).

La legge n. 122/2015, approvata il 5 maggio 2015 dal Parlamento, regola il funzionamento del mercato delle energie rinnovabili (facendo seguito alla legge n. 220/2008) e tra gli aspetti principali si segnalano:

- > l'innalzamento della soglia di capacità oltre la quale è necessaria la notifica individuale alla Commissione Europea da 125 MW a 250 MW (sotto tale soglia l'accreditamento definitivo per l'ottenimento dei certificati verdi può essere ottenuto anche in assenza di notifica);
- > l'estensione, a parità di budget, del sistema dei certificati verdi (CV) anche alle importazioni di energia rinnovabile;
- > la mancata erogazione di CV per l'energia venduta a prezzi negativi;
- > l'accesso alle Feed In Tariffs (FIT) degli impianti con capacità fino a 0,5 MW, con valori delle FIT ancora da definire;
- > l'onere per i fornitori di energia di acquistare almeno il 90% dei CV obbligatori nel trimestre per non incorrere in penalità.

Grecia

La riforma del mercato è in corso e dovrebbe essere completata entro il 2017. Entro il 2016 si prevede un nuovo meccanismo di incentivazione per l'energia da fonti rinnovabili in linea con le guidelines sugli aiuti di Stato.

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 17 febbraio 2015 il Ministero ha avviato il processo di unbundling annunciando la creazione di una società specifica per ognuna delle linee di business in cui operava l'ex monopolista del settore CFE ("Comision Federal de Electricidad").

A giugno, il Ministero dell'energia SENER ha presentato, in linea con quanto stabilito nella nuova Legge del Settore Elettrico, il documento di riferimento per la pianificazione del settore elettrico 2015-2029 (PRODESEN). Il documento è finalizzato all'identificazione dei

progetti in materia di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica necessari alla fornitura della domanda del periodo.

Il 2 giugno il Gestore del Mercato (CENACE) ha pubblicato le nuove linee guida per l'interconnessione degli impianti di generazione alla rete di trasmissione e distribuzione. Il documento dettaglia il processo amministrativo e le procedure per rispettare i requisiti infrastrutturali stabiliti nel PRODESEN.

Nel mese di settembre, il Ministero dell'Energia ha pubblicato 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 (tra cui un Mercato di Tempo Reale, un Mercato del Giorno Prima e aste dedicate alla fornitura dei clienti regolati) per la compravendita di energia, potenza e certificati di "energia limpia". Secondo il calendario annunciato, entro il primo semestre 2016, si concluderà il primo processo di asta attraverso il quale i distributori dovranno allocare il 5% del totale dei consumi elettrici regolati per l'orizzonte temporale 2018-2032. Tale percentuale, definita dal Ministero a fine marzo è propedeutica al raggiungimento del target del 25% di generazione da fonti non fossili al 2018.

Perù

Il 3 settembre 2015 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.

Panama

Il regolatore ETESA ha modificato la regola di formazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica. La nuova formula proposta prevede la partecipazione degli impianti idroelettrici nel calcolo del prezzo che anteriormente corrispondeva all'offerta dell'ultima centrale termica dispacciata.

A maggio 2015 è stata approvata risoluzione n. 8566 che modifica la metodologia per le esportazioni di energia elettrica durante i periodi di elevata disponibilità idrica. La nuova regola proposta dal gestore del sistema panamense, Centro Nacional de Despacho, si propone di ridurre il rischio di sfioro dei bacini consentendo agli impianti idroelettrici l'esportazione fisica dell'energia.

Cile

Il 29 gennaio 2015 è stata approvata la Legge n. 20.805 che ha introdotto delle modifiche al sistema di aste per la fornitura dei clienti regolati. Le principali modifiche riguardano l'aumento dell'orizzonte temporale del contratto (passato da 15 a 20 anni), l'aumento del range entro il quale si riconosce la possibilità ai clienti di rimanere nel mercato vincolato (da un range 0.5 - 2MW a un range 0,5-5MW), l'introduzione di aste di breve termine, ed infine la possibilità - per gli impianti nuovi - di posticipare la data di inizio della fornitura dell'energia.

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: 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.

Egitto

La riforma del mercato in corso ha due obiettivi principali: graduale liberalizzazione e deregolamentazione e introduzione di meccanismi di sostegno per le energie rinnovabili.

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. È 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 è 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 emanato 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 e 60 GW eolico.

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 e 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

Nell'ambito del programma di aste per l'incremento della capacità da fonte rinnovabile (REIPPPP), ad aprile 2015 è stata annunciata l'intenzione di procedere a un round aggiuntivo di asta, il cosiddetto Expedited Round o Round 4.5. La disponibilità di ulteriori 1.800 MW si è concretizzata solo a luglio con la pubblicazione della documentazione di gara. Una volta conclusasi la gara (la bid submission è attesa per novembre), la capacità che sarà sviluppata da investitori privati entro il 2020 salirà a circa 7.000 MW.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il Gruppo, coerentemente con la strategia industriale adottata e gli obiettivi definiti nel piano strategico, prosegue il suo percorso mirato al riavvio della crescita industriale, al conseguimento di elevati standard di efficienza operativa e alla gestione attiva del portafoglio finalizzata alla creazione di valore.

In questo contesto, i programmi attivati dalle Global Business Line per l'ottimizzazione dei costi ed una efficiente gestione degli asset, hanno evidenziato nei primi nove mesi dell'anno risultati in linea con il trend atteso per l'intero esercizio 2015. Al tempo stesso, coerentemente con la strategia industriale adottata, proseguono gli importanti programmi di investimento in mercati e business ad alto potenziale di crescita, in particolare nel settore delle energie rinnovabili e in America Latina. In tale ambito, l'avvio nel mese di novembre della commercializzazione e della centrale idroelettrica colombiana di El Quimbo, uno dei maggiori investimenti realizzati dal Gruppo Enel in Sud America, consentirà di produrre circa 2,2 TWh l'anno di energia elettrica con un positivo contributo atteso in termini di risultati economici per il Gruppo.

La gestione attiva del portafoglio prevede ulteriori dismissioni di asset non strategici per il Gruppo entro la fine del 2015. Inoltre, nell'ambito del processo di razionalizzazione della struttura societaria prosegue attivamente il programma di riorganizzazione delle attività in America Latina con l'obiettivo di semplificarne le governance e di promuovere la creazione di valore per tutti gli azionisti delle società coinvolte, mentre sono all'esame dei rispettivi Consigli di Amministrazione alcune ipotesi di integrazione societaria delle attività di Enel Green Power all'interno di Enel Spa.

Il contributo positivo derivante dalle operazioni straordinarie in corso e il cash flow generato dall'attività operativa consentiranno di finanziare gli investimenti di sviluppo e la dividend policy adottata e di confermare i target finanziari comunicati ai mercati per l'anno 2015.

Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2015

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	Primi nove mesi	
		2015	2014 restated
Totale ricavi	5.a	55.998	54.075
Totale costi	5.b	49.768	46.842
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	5.c	78	(93)
Risultato operativo		6.308	7.140
Proventi finanziari		2.924	2.294
Oneri finanziari		4.922	4.798
Totale proventi/(oneri) finanziari	5.d	(1.998)	(2.504)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.e	36	49
Risultato prima delle imposte		4.346	4.685
Imposte	5.f	1.424	2.070
Risultato delle continuing operations		2.922	2.615
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		2.922	2.615
Quota di interessenza del Gruppo		2.089	1.947
Quota di interessenza di terzi		833	668
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,22</i>	<i>0,21</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,22</i>	<i>0,21</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,22</i>	<i>0,21</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,22</i>	<i>0,21</i>

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2015	2014 restated
Risultato netto del periodo	2.922	2.615
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico:		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	409	(450)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	9	(8)
Variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	17	(17)
Variazione della riserva di traduzione	(1.788)	334
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(1.353)	(141)
Utile complessivo rilevato nel periodo	1.569	2.474
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	1.945	1.619
- di terzi	(376)	855

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	Note	al 30.09.2015	al 31.12.2014
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
- Attività materiali e immateriali		87.676	89.844
- Avviamento		13.815	14.027
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		675	872
- Altre attività non correnti ⁽¹⁾		13.458	12.932
Totale attività non correnti	6.a	115.624	117.675
Attività correnti			
- Rimanenze		3.491	3.334
- Crediti commerciali		12.412	12.022
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		8.309	13.088
- Altre attività correnti ⁽²⁾		13.123	13.737
Totale attività correnti	6.b	37.335	42.181
Attività possedute per la vendita	6.c	7.404	6.778
TOTALE ATTIVITÀ		160.363	166.634
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
- Patrimonio netto del Gruppo	6.d	32.152	31.506
- Interessenze di terzi		19.123	19.639
Totale patrimonio netto		51.275	51.145
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine		44.514	48.655
- Fondi diversi e passività per imposte differite		16.181	16.958
- Altre passività non correnti		3.330	3.905
Totale passività non correnti	6.e	64.025	69.518
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		8.054	8.377
- Debiti commerciali		10.110	13.419
- Altre passività correnti		21.246	18.885
Totale passività correnti	6.f	39.410	40.681
Passività possedute per la vendita	6.g	5.653	5.290
TOTALE PASSIVITÀ		109.088	115.489
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		160.363	166.634

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2015 rispettivamente pari a 2.029 milioni di euro (2.522 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e 159 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2015 rispettivamente pari a 1.089 milioni di euro (1.566 milioni di euro al 31 dicembre 2014), 1.624 milioni di euro (2.154 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e 1 milione di euro (140 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva convers. bilanci in valuta estera	Riserve da valutaz. strumenti finanziari di cash flow hedge	Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni su non controlling interest	Riserva da partec. valutate con metodo patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto	
al 1° gennaio 2014 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.100)	(1.618)	128	721	62	(16)	(528)	19.454	35.941	16.898	52.839	
Effetto applicazione IFRS 11	-	-	-	-	16	26	-	-	-	(42)	-	-	-	(7)	(7)	
al 1° gennaio 2014 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.084)	(1.592)	128	721	62	(58)	(528)	19.454	35.941	16.891	52.832	
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.222)	(1.222)	(581)	(1.803)	
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	(79)	-	-	-	(79)	-	(79)	
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	(586)	(592)	
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	65	(356)	(17)	-	-	(20)	-	1.947	1.619	855	2.474	
di cui:																
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	65	(356)	(17)	-	-	(20)	-	-	(328)	187	(141)	
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.947	1.947	668	2.615	
al 30 settembre 2014 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.019)	(1.948)	111	721	(17)	(78)	(528)	20.173	36.253	16.579	52.832	
al 1° gennaio 2015	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.321)	(1.806)	105	(2.113)	(193)	(74)	(671)	18.741	31.506	19.639	51.145	
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.316)	(1.316)	(453)	(1.769)	
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	20	(3)	-	-	-	17	302	319	
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	11	
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(667)	500	17	-	-	6	-	2.089	1.945	(376)	1.569	
di cui:																
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(667)	500	17	-	-	6	-	-	(144)	(1.209)	(1.353)	
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.089	2.089	833	2.922	
al 30 settembre 2015	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.988)	(1.306)	122	(2.093)	(196)	(68)	(671)	19.514	32.152	19.123	51.275	

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro

Primi nove mesi

	2015	2014 restated
Risultato prima delle imposte	4.346	4.685
Rettifiche per:		
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali e immateriali	5.317	4.005
(Proventi)/Oneri finanziari	1.737	2.055
Interessi e altri oneri e proventi finanziari pagati e incassati	(2.263)	(2.099)
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	852	997
Variazioni del capitale circolante netto:		
- rimanenze	(14)	(126)
- crediti commerciali	(1.154)	(1.788)
- debiti commerciali	(2.818)	(2.104)
Atri movimenti	(826)	(2.695)
Cash flow da attività operativa (A)	5.177	2.930
Investimenti in attività materiali e immateriali	(5.081)	(4.012)
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(57)	(150)
Dismissioni di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	437	23
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	48	52
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(4.653)	(4.087)
Variazione dei debiti finanziari netti	(3.339)	3.462
Operazioni relative a non controlling interest	355	(501)
Dividendi pagati e acconti	(2.192)	(1.901)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(5.176)	1.060
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(146)	2
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(4.798)	(95)
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve all'inizio del periodo (1)	13.255	7.900
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve alla fine del periodo (2)	8.457	7.805

- (1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (7.873 milioni di euro al 1° gennaio 2014), "Titoli a breve" pari a 140 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (17 milioni di euro al 1° gennaio 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 27 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (10 milioni di euro al 1° gennaio 2014).
- (2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.309 milioni di euro al 30 settembre 2015 (7.758 milioni di euro al 30 settembre 2014), "Titoli a breve" pari a 1 milione di euro al 30 settembre 2015 (47 milioni di euro al 30 settembre 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 147 milioni di euro al 30 settembre 2015 (non presenti al 30 settembre 2014).

Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2015

1. Principi contabili e criteri di valutazione

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2015 è stato redatto in osservanza a quanto disposto dall'art. 154 ter, comma 5, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998 n. 58. e in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (International Accounting Standards – IAS e International Financial Reporting Standards - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) ed alle interpretazioni IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura del periodo. L'insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

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 definito 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 previsione di una sua eventuale inclusione nella documentazione da predisporre in occasione di 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 – *Tribut*", tratta la contabilizzazione di una passività relativa al pagamento di un tributo, che non rientra nell'ambito applicativo di altri principi (per 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 (ad 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. Gli effetti dell'applicazione delle nuove disposizioni sono descritti nella successiva nota 2 "Rideterminazione dei dati comparativi";

- > "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. Per una più ampia descrizione dei processi valutativi più rilevanti per il Gruppo, si rinvia al paragrafo "Uso di stime" contenuto nella Nota 2 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014

Effetti della stagionalità

Il fatturato e i risultati economici del Gruppo potrebbero risentire, sia pure in maniera lieve, del mutare delle condizioni climatiche. In particolare, nei periodi dell'anno caratterizzati da temperature più miti si riducono le quantità vendute di gas, mentre nei periodi di chiusura per ferie degli stabilimenti industriali si riducono le quantità vendute di energia elettrica. Analogamente, le performance dell'attività di generazione idroelettrica eccellono soprattutto nei mesi invernali e ad inizio della primavera in considerazione della maggiore idraulicità stagionale. Tenuto conto dello scarso impatto economico di tali andamenti, peraltro ulteriormente mitigato dal fatto che le operazioni del Gruppo presentano una variegata distribuzione in entrambi gli emisferi e quindi gli impatti derivanti dai fattori climatici tendono ad assumere un andamento uniforme nel corso dell'anno, non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei dodici mesi chiusi al 30 settembre 2015.

2. Rideterminazione dei dati comparativi

A seguito dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2015 e con effetto retrospettivo, del nuovo principio "IFRIC 21 – Tributi", secondo il quale l'imposta va rilevata quando si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo, così come definito dalla legislazione, alcune imposte indirette sui beni immobili in Spagna sono state rilevate per intero a inizio esercizio e non più riscontate lungo lo stesso.

L'applicazione retrospettiva di tale interpretazione ai dati comparativi ha generato, per i primi nove mesi del 2014, un maggior onere rilevato negli "Altri costi operativi" per 15 milioni di euro, con un correlato beneficio fiscale sulle "Imposte sul reddito" per 4 milioni di euro; conseguentemente, per effetto di tale modifica il "Risultato del periodo" dei primi nove mesi del 2014 subisce una diminuzione, rispetto a quanto presentato nel Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2014, di 11 milioni di euro. L'impatto è integralmente ascrivibile alla Regione Iberia; in particolare dei 15 milioni di euro di cui sopra, 14 milioni di euro sono riferibili agli impianti di generazione e 1 milione di euro è riferibile alle infrastrutture di rete.

Poiché la modifica ai saldi comparativi derivante dalla prima applicazione dell'IFRIC 21 comporta semplicemente una redistribuzione di detti oneri tra i vari periodi intermedi, l'effetto della riesposizione sui saldi economici di fine esercizio sarà pari a zero.

Per tale motivo, la prima applicazione dell'IFRIC 21 non determina alcun effetto di rideterminazione sui saldi patrimoniali comparativi, giacché gli stessi si riferiscono alla data del 31 dicembre 2014.

Si segnala che sono state apportate alcune modifiche (in particolare relativamente agli acquisti di energia e di materie prime, nonché ai risultati economici su contratti derivati) allo schema di conto economico dei primi nove mesi del 2014 al fine di renderlo omogeneo al modello di rappresentazione adottato in sede di Relazione finanziaria annuale. Inoltre, per quanto riguarda lo schema del rendiconto finanziario consolidato, con riferimento alla struttura del "cash flow da attività operativa" il quale ha mantenuto inalterato il valore complessivo, le voci che compongono i flussi di capitale circolante rivenienti dall'attività operativa sono state maggiormente dettagliate e ciò ha, pertanto, comportato la corrispondente riclassificazione di talune voci riferite ai primi nove mesi del 2014 ai fini di una miglior comparabilità dei dati.

Infine, si segnala che, a partire dall'esercizio 2015, può ritenersi pienamente operativo il nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, la cui futura adozione era stata annunciata in data 31 luglio 2014, al momento della presentazione della nuova struttura organizzativa.

Tale modello organizzativo, basato su una struttura matriciale articolata in Divisioni (Generazione Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading, Upstream Gas) e Regioni/Paesi (Italia, Penisola iberica, America Latina e Europa dell'Est), rappresenterà a partire da quest'anno anche la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, che verso la comunità finanziaria.

In considerazione di ciò, si è reso altresì necessario procedere ad una rivisitazione dell'informativa resa ai sensi del principio di riferimento "IFRS 8 – Settori Operativi", di cui alla successiva Nota 4, la quale è stata anche corredata di dati comparativi opportunamente riesposti per assicurarne la piena confrontabilità.

Per maggiori dettagli sulle modalità di aggregazione dei risultati per settore di attività nell'ambito del nuovo e del vecchio modello, si rinvia all'apposita sezione delle note al Bilancio abbreviato.

3. Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 settembre 2015, rispetto a quella del 30 settembre 2014 e del 31 dicembre 2014, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

2014

- > perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower, in virtù degli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della società che prevedevano la modifica degli assetti di governance societaria a partire da tale data, determinando di conseguenza il venir meno del presupposto del controllo da parte del Gruppo Enel a favore di un controllo congiunto; per effetto della nuova organizzazione societaria, la partecipata è stata qualificata come una joint operation ai sensi dell'IFRS 11;
- > acquisizione, in data 22 aprile 2014, del 50% di Inversiones Gas Atacama, società cilena operante nel trasporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica e nella quale il Gruppo deteneva una percentuale del 50%; pertanto, a partire da tale data, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 12 maggio 2014, del 26% di Buffalo Dunes Wind Project, operante nella generazione eolica negli Stati Uniti e nella quale il Gruppo già deteneva una percentuale del 49%; pertanto, a seguito dell'ottenimento del controllo, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 22 luglio 2014, del restante 50% del capitale di Enel Green Power Solar Energy, società italiana attiva nello sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti fotovoltaici e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 50%; pertanto, a valle di tale operazione la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione in data 17 settembre 2014, del 100% del capitale sociale di Osage Wind LLC, società titolare di un progetto di sviluppo eolico per 150 MW negli Stati Uniti e nel mese di ottobre 2014 è stata perfezionata la cessione di una quota del 50% della stessa società. Conseguentemente, la società detenuta in joint venture, è passata ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto;
- > cessione nel mese di dicembre 2014, dell'intero pacchetto azionario (36,2%) detenuto in La Geo, società operante nella generazione da fonte geotermoelettrica in El Salvador;
- > cessione nel mese di dicembre 2014, del 100% del capitale di Enel Green Power France, società operante nella generazione da fonte rinnovabile in Francia.

Si segnala, inoltre, che a seguito di operazioni di riorganizzazione interna al Gruppo, finalizzate al riassetto delle partecipazioni nella Divisione Iberia e America Latina, si sono realizzate alcune variazioni nella quota attribuibile alle interessenze di terzi relativamente ad alcune partecipazioni per effetto delle seguenti operazioni:

- > acquisizione, attraverso un'offerta pubblica di acquisto aperta tra il 14 gennaio 2014 e il 16 maggio 2014, dell'ulteriore quota del 15,18% di Coelce, società operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già precedentemente controllata dal Gruppo;
- > acquisizione in data 4 settembre 2014, della quota residuale del 39% di Generandes Perú (già controllata attraverso una partecipazione del 61%), società che controlla, con una quota del 54,20%, Edegel, società operante nella generazione di energia elettrica in Perú;
- > cessione, in data 23 ottobre 2014, da Endesa (detenuta dal Gruppo in ragione del 92,06%) a Enel Energy Europe, ora Enel Iberoamérica (società interamente controllata) delle quote partecipative del

100% di Endesa Latinoamérica (holding di partecipazioni che deteneva il 40,32% del capitale di Enersis) e del 20,3% di Enersis, società capofila delle attività in America Latina. Tale operazione ha fatto sì che il Gruppo aumentasse la quota di sua interessenza in Enersis del 4,81%;

> cessione, in data 21 novembre 2014, del 21,92% di Endesa, attraverso offerta pubblica di vendita.

2015

> cessione, in data 29 gennaio 2015, di SF Energy, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;

> acquisizione in data 6 marzo 2015, della quota non detenuta precedentemente dal Gruppo, pari al 66,7%, di 3Sun, società operante nel fotovoltaico; mediante tale acquisizione il Gruppo ha ottenuto il controllo della società che pertanto viene ora consolidata con il metodo integrale;

> cessione, in data 15 aprile 2015, di SE Hydropower, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;

> acquisizione, in data 24 settembre 2015, attraverso la controllata EGP di una quota di controllo, pari al 68%, nel capitale di BLP Energy ("BLP"), società operante nel settore delle rinnovabili in India;

> acquisizione nel mese di settembre 2015 del residuo 60% del portafoglio di propria pertinenza del Gruppo ENEOP, identificato attraverso un accordo di "Split" con gli altri soci partecipanti all'investimento e la cui acquisizione è stata regolata attraverso la contestuale cessione del 40% che EGP deteneva negli altri due portafogli, trasferiti in favore degli altri soci dello stesso Consorzio.

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 nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate:

> cessione, in data 31 marzo 2015, del 49% di EGPNA Renewable Energy Partners, società operante nella generazione di energia elettrica negli Stati Uniti; avendo mantenuto il controllo sulla società, l'operazione si configura come una operazione su non controlling interest;

> acquisizione, in data 8 aprile 2015, del restante 49% del capitale di Energia Eolica, società italiana attiva nella produzione di energia eolica, e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 51%.

Acquisizione di 3Sun

In data 6 marzo 2015, Enel Green Power ha completato l'acquisto da STM e Sharp dell'ulteriore quota del 66,7% nel capitale di 3Sun così come stabilito nell'accordo siglato con gli stessi nel mese di luglio 2014. Pertanto, a valle dell'operazione, la società risulta detenuta totalmente dal Gruppo ed è consolidata integralmente anziché secondo il metodo del patrimonio netto.

In base a quanto previsto dall'IFRS3R, tale operazione ricade nella fattispecie di un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step-up acquisition) e, pertanto, le rettifiche di fair value riferite alla parte di attività nette già possedute sono state rilevate nel conto economico del periodo. 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.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Attività nette acquisite	130
Valore della business combination:	
- valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	(2)
- rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentemente detenuta	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
Indebitamento finanziario	140
Debiti commerciali	25
Passività per imposte differite e altre passività	26
Totale patrimonio netto e passività	321

Cessione della quota di interessenza in EGPNA Renewable Energy Partners

In data 31 marzo 2015, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America, il Gruppo ha sottoscritto un accordo per la vendita di una quota del 49% di una newco, EGPNA Renewable Energy Partners, nella quale sono andate a confluire alcune società operanti principalmente nel settore eolico ed idroelettrico.

Il Gruppo continuerà a possedere indirettamente il 51% della società, che sarà consolidata integralmente, e continuerà ad essere responsabile della gestione 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 valore attribuito ad alcuni progetti assoggettati a condizioni sospensive che alla data del presente Resoconto non si sono ancora interamente realizzate.

Il risultato economico dell'operazione, determinato come differenza tra il prezzo netto di vendita e la quota di patrimonio netto ceduta ai terzi, è pari a 30 milioni di euro ed è stato allocato in apposita riserva di patrimonio netto per operazioni su non-controlling interests, dal momento che il Gruppo mantiene il controllo della società oggetto della cessione.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	344
Attività nette cedute	314
Riserva per operazioni su non controlling interest	30
- di cui quota attribuibile al Gruppo Enel	20
- di cui quota attribuibile alle interessenze di terzi	10

(1) Al netto dei costi di transazione.

Acquisizione del 68% di BLP Energy

In data 24 settembre 2015 il Gruppo, attraverso EGP, 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 annua 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 del *fair value* delle attività acquisite, nonché delle passività e delle passività potenziali assunte, entro i dodici mesi successivi alla data dell'acquisizione.

Effetto 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 attività	98
Debiti finanziari	62
Altre passività correnti e non correnti	3
Totale passività	65
Patrimonio netto di terzi	10
Totale attività nette	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 attraverso le sue controllate spagnole e portoghesi, ha avviato un processo di separazione degli attivi del consorzio ENEOP, nel quale deteneva una quota pari al 40%. Nel mese di settembre 2015, EGP ha siglato un accordo con gli altri soci mediante il quale ciascuna parte ha acquisito il controllo sul proprio portafoglio di propria competenza già identificato secondo le norme previste dallo "split agreement" attraverso l'acquisizione dell'interessenza residua detenuta in tale portafoglio dalle altre parti ed in cambio dell'interessenza detenuta negli altri portafogli dalla società. In

particolare, il portafoglio di asset assegnato a EGP ha una capacità installata netta pari a circa 445 MW. EGP España ha, quindi, acquisito dagli altri soci l'ulteriore quota del 60% relativa al proprio portafoglio (per un fair value pari a 96 milioni di euro), con conseguente ottenimento del controllo mediante step-acquisition, a fronte della cessione dell'interessenza del 40% detenuta negli asset destinati ai portafogli degli altri consorziati (per un fair value pari a circa 80 milioni di euro) ed 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.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche Fair Value e Cash Compensation	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 attività	647	56	703
Finanziamenti	518	(28)	490
Altre Passività correnti e non correnti	52	-	52
Totale passività	570	(28)	542
Totale attività nette	77	84	161
Totale attività nette acquisite (60%)	47	49	96

(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.

Inoltre, si segnala che la conclusione dell'operazione di scissione di ENEOP soddisfa la condizione sospensiva per il perfezionamento dell'accordo firmato nel mese di settembre 2015 con First State Wind Energy Investments per la vendita di tutti gli asset rinnovabili in Portogallo (di cui gli asset derivanti da tale operazione rappresentano una delle componenti), ragion per la quale questi ultimi sono stati classificati come "posseduti per la vendita".

4. Dati economici e patrimoniali per area di attività

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

Dati economici per area di attività

Primi nove mesi 2015 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	27.573	15.089	7.951	3.308	2.066	11	55.998
Ricavi intersettoriali	857	103	23	233	192	(1.408)	-
Totale ricavi	28.430	15.192	7.974	3.541	2.258	(1.397)	55.998
Totale costi	23.992	12.384	5.678	2.400	772	(1.311)	43.915
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	120	(11)	(4)	(16)	(16)	5	78
Ammortamenti	1.111	1.124	661	227	505	21	3.649
Perdite di valore	349	248	51	1.499	214	-	2.361
Ripristini di valore	-	(149)	-	(7)	-	(1)	(157)
Risultato operativo	3.098	1.574	1.580	(594)	751	(101)	6.308
Investimenti	957 ⁽²⁾	575	1.289	135 ⁽³⁾	1.700	24	4.680

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

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

(3) Il dato non include 400 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primi nove mesi 2014 restated ⁽¹⁾⁽²⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	26.553	15.021	6.883	3.687	1.840	91	54.075
Ricavi intersettoriali	476	84	2	245	176	(983)	-
Totale ricavi	27.029	15.105	6.885	3.932	2.016	(892)	54.075
Totale costi	21.939	12.606	4.858	3.152	772	(938)	42.389
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(155)	(4)	(1)	3	68	(4)	(93)
Ammortamenti	1.204	1.258	648	298	424	22	3.854
Perdite di valore	407	299	40	38	3	-	787
Ripristini di valore	-	(151)	-	(37)	-	-	(188)
Risultato operativo	3.324	1.089	1.338	484	885	20	7.140
Investimenti	915	513	911	598	1.060	15	4.012

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

(2) I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto dell'introduzione, con efficacia retroattiva, dell'IFRIC 21 - Tributi. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 2 nelle Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato.

Dati patrimoniali per area di attività

Al 30 settembre 2015

Milioni di euro	Italia	Penisola Iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.321	23.350	11.549	5.669	13.695	147	76.731
Attività immateriali	994	14.790	10.092	899	2.265	75	29.115
Crediti commerciali	7.965	2.535	1.736	293	528	(610)	12.447
Altro	4.064	1.646	464	595	536	(256)	7.049
Attività Operative	35.344 ⁽¹⁾	42.321	23.841	7.456 ⁽²⁾	17.024 ⁽⁴⁾	(644)	125.342
Debiti commerciali	6.105	2.031	1.541	582	879	(798)	10.340
Fondi diversi	3.209	3.895	829	2.106	192	451	10.682
Altro	7.067	2.217	1.158	1.321	443	(347)	11.859
Passività Operative	16.381	8.143	3.528	4.009 ⁽³⁾	1.514 ⁽⁵⁾	(694)	32.881

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

(2) Di cui 4.078 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 2.257 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 899 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 25 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2014 restated

Milioni di euro	Italia	Penisola Iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.528	23.865	11.950	6.702	11.765	161	76.971
Attività immateriali	1.241	14.817	11.572	912	2.248	72	30.862
Crediti commerciali	8.010	2.185	1.656	409	440	(598)	12.102
Altro	3.951	1.488	800	501	599	(340)	6.999
Attività Operative	35.730 ⁽¹⁾	42.355 ⁽³⁾	25.978 ⁽⁴⁾	8.524 ⁽⁵⁾	15.052	(705)	126.934
Debiti commerciali	8.276	2.467	2.181	747	892	(853)	13.710
Fondi diversi	3.417	3.979	766	2.572	193	413	11.340
Altro	6.088	2.517	1.318	1.304	560	(276)	11.511
Passività Operative	17.781 ⁽²⁾	8.963	4.265	4.623 ⁽⁶⁾	1.645	(716)	36.561

(1) Di cui 347 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 22 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

(4) Di cui 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 4.255 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 2.790 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro		
	al 30.09.2015	al 31.12.2014
Totale attività	160.363	166.634
Partecipazioni valutate con il metodo del PN	675	872
Altre attività finanziarie non correnti	5.333	4.980
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	499	501
Attività finanziarie correnti	9.005	9.484
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.309	13.088
Attività per imposte anticipate	7.130	7.067
Crediti tributari	1.649	1.547
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	2.421	2.161
Attività di settore	125.342	126.934
Totale passività	109.088	115.489
Finanziamenti a lungo termine	44.514	48.655
Passività finanziarie non correnti	1.696	2.441
Finanziamenti a breve termine	2.653	3.252
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	5.401	5.125
Passività finanziarie correnti	7.350	6.618
Passività di imposte differite	8.752	9.220
Debiti per imposte sul reddito	1.144	253
Debiti tributari diversi	1.326	887
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	3.371	2.477
Passività di settore	32.881	36.561

5. Informazioni sul Conto economico consolidato sintetico

5.a Ricavi – Euro 55.998 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Vendita energia elettrica	34.979	35.434	(455)	-1,3%
Trasporto energia elettrica	6.993	6.971	22	0,3%
Corrispettivi da gestori di rete	597	560	37	6,6%
Contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	935	1.004	(69)	-6,9%
Vendita gas	2.875	2.599	276	10,6%
Trasporto gas	358	323	35	10,8%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	74	82	(8)	-9,8%
Pluslavenze da cessione attività	184	88	96	-
Altri servizi, vendite e proventi diversi	9.003	7.014	1.989	28,4%
Totale	55.998	54.075	1.923	3,6%

Nei primi nove mesi del 2015 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 34.979 milioni di euro, con un decremento di 455 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-1,3%). Tale decremento è sostanzialmente da collegare ai seguenti fattori:

- > riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 700 milioni di euro, prevalentemente connessa ai minori ricavi da vendita in Russia per effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro e alle minori quantità vendute sulle Borse nazionali dell'energia elettrica;
- > incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 419 milioni di euro, essenzialmente connesso ad un incremento delle vendite sul mercato regolato in America Latina (e in particolar modo in Brasile e Cile per l'effetto congiunto delle maggiori quantità vendute e del favorevole andamento del tasso di cambio cileno), parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi in Italia. In particolare, i ricavi conseguiti sui mercati regolati si incrementano di 304 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015 a cui si aggiungono i maggiori ricavi sui mercati liberi per 115 milioni di euro;
- > diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 174 milioni di euro, conseguente ai minori volumi intermediati.

I ricavi **da trasporto di energia elettrica** ammontano nei primi nove mesi del 2015 a 6.993 milioni di euro, con un incremento di 22 milioni di euro, da riferire prevalentemente all'incremento delle quantità vettorate ai clienti finali.

I ricavi per **contributi ricevuti da Cassa Conguaglio e dagli altri organismi assimilati** sono pari, nei primi nove mesi del 2015, a 935 milioni di euro in diminuzione di 69 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Nel dettaglio, la riduzione si concentra particolarmente nell'area extrapeninsulare spagnola, ove l'effetto dei minori contributi del periodo connesso alle maggiori vendite e al calo dei prezzi dei combustibili ha più che compensato l'impatto dei minori contributi contabilizzati nei primi nove mesi del 2014 per adeguamenti relativi a modifiche normative e regolatorie a valere anche sugli esercizi precedenti (2012 e 2013).

I ricavi per **vendita di gas** nei primi nove mesi del 2015 sono pari a 2.875 milioni di euro con un incremento di 276 milioni di euro (+10,6%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto delle maggiori vendite ai clienti finali nella Penisola iberica.

I ricavi per **trasporto di gas** nei primi nove mesi del 2015 sono pari a 358 milioni di euro con un incremento di 35 milioni di euro (+10,8%) con uno scostamento analogo a quello delle vendite della commodity stessa.

I proventi da **rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** nei primi nove mesi del 2015 ammontano a 74 milioni di euro (82 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014). In particolare, i proventi relativi al 2015 si riferiscono all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo rispettivamente della società 3SUN (45 milioni di euro) e del Consorzio Eneop (29 milioni di euro). Nel corrispondente periodo del 2014 tale voce era riferibile all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo residue (i) dopo la perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance (50 milioni di euro) e (ii) già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Inversiones Gas Atacama (29 milioni di euro) e Buffalo Dunes Wind Project (3 milioni di euro).

Le **plusvalenze da cessione di attività** nei primi nove mesi del 2015 sono pari a 184 milioni di euro (88 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014) e sono riferibili per 156 milioni di euro alla vendita delle quote azionarie in SF Energy e SE Hydropower. Nei primi nove mesi del 2014 tale voce era riferita principalmente all'adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia (82 milioni di euro), per il verificarsi delle condizioni previste nella clausola di earn-out inclusa negli accordi stipulati con la parte acquirente prima del completamento della vendita.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nei primi nove mesi del 2015 a 9.003 milioni di euro (7.014 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) con un incremento di 1.989 milioni di (+28,4%). La variazione è dovuta principalmente:

- > all'aumento per 1.409 milioni di euro dei ricavi da vendita di combustibili per trading, comprensivi dei ricavi per il servizio di shipping, sostanzialmente connesso alle maggiori quantità vendute nei mercati internazionali di tali commodity;
- > alle maggiori vendite di certificati ambientali, compensati dai minori contributi ricevuti per gli stessi, con un effetto netto di 257 milioni di euro;
- > alle modifiche regolatorie in Argentina introdotte con la *Resolucion* n. 32/2015 in merito al riconoscimento dei ricavi e al *Mecanismo de Monitoreo de Costes* con un impatto positivo complessivo rispetto ai primi nove mesi del 2014 di 260 milioni di euro;
- > al negative goodwill derivante dall'acquisizione di 3Sun per 87 milioni di euro.

5.b Costi – Euro 49.768 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica	16.505	16.915	(410)	-2,4%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	4.339	4.358	(19)	-0,4%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	7.345	5.345	2.000	37,4%
Materiali	864	808	56	6,9%
Costo del personale	3.464	3.377	87	2,6%
Servizi e godimento beni di terzi	11.025	10.791	234	2,2%
Ammortamenti e perdite di valore	5.853	4.453	1.400	31,4%
Oneri per certificati ambientali	535	390	145	37,2%
Altri costi operativi	830	1.415	(585)	-41,3%
Costi capitalizzati	(992)	(1.010)	18	-1,8%
Totale	49.768	46.842	2.926	6,2%

I costi per **acquisto di energia elettrica** subiscono un decremento nei primi nove mesi del 2015 di 410 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2014 corrispondente ad un decremento del 2,4 %. Tale andamento riflette principalmente l'effetto dei minori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali (per 205 milioni di euro) e dei minori costi di acquisto di energia elettrica sui mercati nazionali ed esteri (pari anch'essi a 205 milioni di euro).

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi ai primi nove mesi del 2015 sono pari a 4.339 milioni di euro, registrando un decremento di 19 milioni di euro (-0,4%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, per effetto della riduzione dei prezzi medi unitari dei combustibili che ha più che compensato l'incremento di energia generata da fonte termoelettrica.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 7.345 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015 con un incremento di 2.000 milioni di euro. La variazione riflette principalmente la relativa attività di intermediazione effettuata sul mercato delle commodity già commentata nei ricavi, nonché la necessità di coprire il maggior fabbisogno per le vendite ai clienti finali.

I costi per **materiali** ammontano nei primi nove mesi del 2015 a 864 milioni di euro, con un incremento di 56 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. L'incremento registrato nei primi nove mesi è dovuto principalmente al maggior approvvigionamento di EUAs e CERs concentrato in particolar modo nel primo trimestre 2015.

Il **costo del personale** nei primi nove mesi del 2015 è pari a 3.464 milioni di euro, registrando un incremento di 87 milioni di euro (+2,6%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La variazione trova sostanzialmente riscontro:

- > nell'aumento dei costi in America Latina conseguente le maggiori consistenze medie e l'incremento dei costi medi unitari; tale variazione è particolarmente significativa in Argentina a seguito del rinnovo del contratto collettivo di lavoro;

- > nella riduzione delle consistenze medie in Italia e Spagna, anche per effetto dei meccanismi di esodo incentivato introdotti negli esercizi precedenti.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2015 è pari a 68.384 dipendenti, di cui 35.166 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2015 si decrementa di 577 unità, per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-880 unità) e delle variazioni di perimetro (+303 unità), queste ultime sostanzialmente riconducibili all'acquisizione dell'ulteriore 66% di 3SUN che ne ha determinato il conseguimento del controllo e all'acquisizione di una quota di maggioranza della società indiana BLP Energy.

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

Consistenza al 31 dicembre 2014	68.961
Assunzioni	1.971
Cessazioni	(2.851)
Variazioni di perimetro	303
Consistenza al 30 settembre 2015	68.384

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nei primi nove mesi del 2015 ammontano a 11.025 milioni di euro, con un incremento di 234 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2014. La variazione del periodo risente sostanzialmente dei maggiori oneri di accesso alla rete (102 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nei primi nove mesi del 2015 sono pari a 5.853 milioni di euro, registrando un incremento di 1.400 milioni di euro. Tale variazione nei primi nove mesi del 2015 è sostanzialmente riferibile:

- > alla perdita di valore di 919 milioni di euro rilevata sugli asset di generazione russi, tenuto conto del perdurare delle sfavorevoli condizioni di mercato e regolatorie del Paese;
- > all'adeguamento di valore (al presumibile valore di realizzo al netto degli oneri accessori, secondo quanto stabilito dall'IFRS 5) per 531 milioni di euro relativamente agli asset di Slovenské elektrárne, classificati come posseduti per la vendita;
- > all'impairment di 155 milioni di euro effettuato sul residuo avviamento e residualmente sulle attività materiali di EGP Romania a seguito dello sfavorevole scenario di mercato e regolatorio nel settore delle energie rinnovabili del Paese;
- > ai maggiori adeguamenti netti al valore di realizzo dei crediti commerciali per 88 milioni di euro;
- > ai minori ammortamenti a seguito dei significativi impairment sugli impianti di generazione in Italia, Russia e Slovacchia rilevati a fine 2014, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'entrata in esercizio (e dal conseguente inizio del periodo di ammortamento) di nuovi impianti e infrastrutture.

Gli **oneri per certificati ambientali** nei primi nove mesi del 2015 sono pari a 535 milioni di euro in incremento di 145 rispetto allo stesso periodo del 2014. Tale incremento è sostanzialmente connesso al cambiamento normativo previsto con la delibera n. 13/14 dall'AEEGSI che ha introdotto un nuovo meccanismo di reintegro.

Gli **altri costi operativi** nei primi nove mesi del 2015 ammontano a 830 milioni di euro con un decremento di 585 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2014. Il decremento risente essenzialmente:

- > del rilascio parziale del fondo oneri per smaltimento del combustibile nucleare slovacco per 550 milioni di euro, effettuato ad esito dello studio elaborato da esperti indipendenti anche alla luce della nuova normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco, il quale ha approvato una nuova strategia per il "back end" del combustibile nucleare esausto, secondo la quale – tra le altre misure - l'avvio del funzionamento del deposito permanente per tali scorie ("permanent storage") è stato rinviato dal 2037 al 2065;
- > dei minori oneri del *Bono social* a carico delle società elettriche spagnole (40 milioni di euro), a seguito dell'introduzione dell'ordinanza ministeriale n.350/2014;

Tale effetto è parzialmente compensato dal rilascio del fondo rischi e oneri (63 milioni di euro), rilevato nei primi nove mesi del 2014, a seguito dell'accordo transattivo formalizzato da Enel Distribuzione con A2A e A2A Reti Elettriche.

Nel primi nove mesi del 2015 i **costi capitalizzati** sono pari a 992 milioni di euro con un andamento essenzialmente in linea con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

5.c Proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value – Euro 78 milioni

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 78 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015 (negativi per 93 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi ai primi nove mesi del 2015 sono riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 72 milioni di euro (27 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014) ed ai proventi netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 6 milioni di euro (oneri netti per 120 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014).

5.d Oneri finanziari netti – Euro 1.998 milioni

Gli **oneri finanziari netti** subiscono un decremento di 506 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2014.

Nello specifico, i proventi finanziari dei primi nove mesi del 2015 ammontano a 2.924 milioni di euro, in aumento di 630 milioni rispetto al periodo precedente. Tale variazione trova riscontro:

- > nell'aumento dei proventi da strumenti derivati (+510 milioni di euro), prevalentemente a copertura del rischio di oscillazione dei tassi di cambio su finanziamenti denominati in valuta estera;
- > nei minori interessi e altri proventi derivanti da attività finanziaria per 70 milioni di euro;
- > nell'incremento delle differenze positive di cambio per 30 milioni di euro;
- > nell'aumento degli altri proventi per 160 milioni di euro, sostanzialmente relativi alle partite regolatorie sull'attività di distribuzione di energia elettrica in Argentina a seguito delle modifiche, introdotte dalle risoluzioni n.476/2015 e n.1208/2015, al meccanismo di remunerazione di CAMMESA e agli effetti di alcune modifiche alla base di calcolo per le attività finanziarie per i servizi in concessione stabiliti dal regolatore brasiliano per le società distributrici.

Gli oneri finanziari dei primi nove mesi del 2015 ammontano invece a 4.922 milioni di euro, con un incremento di 124 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014. L'incremento è riferibile:

- > ai maggiori oneri su strumenti derivati per 516 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla copertura del rischio di cambio sui finanziamenti accesi;
- > ai minori interessi e oneri su debiti finanziari per 36 milioni di euro;
- > alla diminuzione delle differenze negative di cambio per 116 milioni di euro;
- > al decremento degli altri oneri finanziari per 240 milioni di euro, connesso per 140 milioni di euro all'adeguamento delle attività finanziarie riconosciute a fronte del servizio di concessione delle società brasiliane Ampla e Coelce, a valle delle revisioni tariffarie, ai maggiori proventi finanziari per circa 73 milioni di euro relativi alla cancellazione degli interessi passivi di Edesur verso Cammesa a seguito della nota 1208/2105 della SSEE (Sotto-Segreteria dell'Energia Elettrica Argentina) e per la restante parte da attribuire ai maggiori interessi passivi capitalizzati a seguito dell'incremento degli investimenti effettuati, nonché ai minori oneri per interessi passivi da attualizzazione su fondi incentivi all'esodo.

5.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 36 milioni

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi nove mesi del 2015 è positiva per complessivi 36 milioni di euro.

5.f Imposte – Euro 1.424 milioni

Le **imposte** dei primi nove mesi del 2015 ammontano a 1.424 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 32,8% (a fronte di un'incidenza del 44,2% nei primi nove mesi del 2014). La minore incidenza fiscale dei primi nove mesi del 2015 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente risente essenzialmente:

- > in Italia, del beneficio derivante dall'illegittimità costituzionale sancita a fine 2014 in merito all'applicazione dell'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax"), agli effetti positivi derivanti dalle modifiche all'IRAP relativamente alla deducibilità del costo del personale, nonché alla fiscalità in regime di sostanziale esenzione associata alle plusvalenze derivanti dalle cessioni di SE Hydropower e San Floriano Energy;
- > della riduzione dell'aliquota fiscale in Spagna dal 30% al 28%;
- > dell'impatto negativo rilevato nel terzo trimestre 2014 per 280 milioni di euro derivante dall'incremento delle aliquote (dal 20% al 27% in maniera progressiva fino al 2018) sancito dalla riforma tributaria in Cile che ha comportato un adeguamento della fiscalità differita netta.

Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'aumento delle imposte correnti derivante dall'incremento rilevato nell'aliquota fiscale applicabile in Cile e Colombia.

6. Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato sintetico

6.a Attività non correnti - Euro 115.624 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2015 a 87.676 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 2.168 milioni di euro. Tale variazione è riferibile principalmente all'effetto delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta estera (negative per 2.384 milioni di euro e sostanzialmente riferibili ai paesi dell'America Latina), agli ammortamenti e perdite di valore rilevati nel periodo su tali attività (pari complessivamente a 4.694 milioni di euro) e alla classificazione ad "attività possedute per la vendita" delle attività materiali e immateriali (pari a 144 milioni di euro) delle società portoghesi della Divisione Energie Rinnovabili che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dagli investimenti del periodo (4.680 milioni di euro) e dalle variazioni nel perimetro di consolidamento (207 milioni di euro) che si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione del controllo di 3Sun e di BLP Energy.

L'*avviamento*, pari a 13.815 milioni di euro, presenta un decremento di 212 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. Tale riduzione è riferibile essenzialmente alla riclassifica tra le "attività possedute per la vendita" del goodwill delle società portoghesi della Divisione Energie Rinnovabili per 245 milioni di euro e alle perdite di valore rilevate su Enel Green Power Romania per 13 milioni di euro. Tale decremento è stato parzialmente compensato dagli effetti positivi dell'adeguamento al cambio corrente degli avviamenti espressi in valute diverse dall'euro, nonché alla rilevazione, per complessivi 12 milioni di euro, dei goodwill riferiti all'acquisizione del controllo di alcune società in India e Messico da parte della Divisione Energie Rinnovabili.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 675 milioni di euro, si decrementano di 197 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente, principalmente per effetto dei dividendi erogati e dell'acquisizione del controllo della società portoghese Eneop precedentemente inclusa in tale voce e ora consolidata con il metodo integrale e classificata tra le attività possedute per la vendita. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dal risultato economico positivo di pertinenza del Gruppo riferito alle società valutate con l'*equity method*.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 13.458 milioni di euro ed includono:

Milioni di euro

	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	7.130	7.067	63	0,9%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	2.188	2.701	(513)	-19,0%
Altre attività finanziarie non correnti	3.145	2.279	866	38,0%
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	129	59	70	-
Altri crediti a lungo termine	866	826	40	4,8%
Totale	13.458	12.932	526	4,1%

L'incremento del periodo, pari a 526 milioni di euro, è dovuto sostanzialmente:

- > all'incremento delle altre attività finanziarie non correnti per 866 milioni di euro, da riferire essenzialmente all'aumento del fair value degli strumenti finanziari derivati (+945 milioni di euro, prevalentemente associati agli strumenti di copertura del rischio cambio) e delle altre partecipazioni (+37 milioni di euro, inclusi tra gli altri della partecipazione detenuta nella società Bayan Resources); tali effetti sono solo parzialmente compensati dal decremento registrato nelle attività finanziarie per servizi in concessione (-131 milioni di euro);
- > all'incremento dei crediti verso la Cassa Conguaglio del settore elettrico per 70 milioni di euro, sostanzialmente correlato al riconoscimento dei titoli di efficienza energetica dei primi nove mesi del 2015;
- > al decremento dei crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto per 513 milioni di euro, principalmente a seguito della riduzione dei crediti finanziari a breve termine di una quota dell'importo vantato verso la Cassa Conguaglio del settore elettrico per il risanamento del Fondo Pensione Elettrici; nonché al decremento dei crediti vantati dalle società di generazione argentine nei confronti del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e depositati nel FONINVEMEM.

6.b Attività correnti - Euro 37.335 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 3.491 milioni di euro e presentano un incremento di 157 milioni di euro, riferibile principalmente all'aumento delle quote dei diritti di emissione CO₂ e dei materiali ed apparecchi. Tale aumento è stato solo parzialmente compensato dal decremento delle scorte di certificati verdi e delle giacenze di gas e altri combustibili.

I *crediti commerciali*, pari a 12.412 milioni di euro, sono in crescita di 390 milioni di euro, principalmente a seguito delle minori cessioni effettuate a società di factoring nel corso del terzo trimestre 2015.

Le *altre attività correnti*, pari a 13.123 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro				
	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	2.714	3.860	(1.146)	-29,7%
Altre attività finanziarie correnti	6.291	5.624	667	11,9%
Crediti tributari	1.649	1.547	102	6,6%
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.046	1.010	36	3,6%
Altri crediti a breve termine	1.423	1.696	(273)	-16,1%
Totale	13.123	13.737	(614)	-4,5%

Il decremento del periodo, pari a 614 milioni di euro, è riconducibile principalmente a:

- > una diminuzione delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento per 1.146 milioni di euro, connesso principalmente alla variazione del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo per 476 milioni di euro (che risente degli incassi rilevati nei primi nove mesi del 2015 pari a 1.137 milioni di euro) e alla riduzione dei cash collateral versati per 427 milioni di euro;
- > un incremento per 667 milioni di euro delle altre attività finanziarie correnti, connesso alla variazione positiva del fair value degli strumenti finanziari derivati (+694 milioni di euro, prevalentemente

riferibile alla copertura sul prezzo delle commodity energetiche) solo parzialmente compensato dal decremento dei ratei e risconti attivi di natura finanziaria (-27 milioni di euro);

- > un incremento di 102 milioni di euro dei crediti tributari, relativa essenzialmente ai maggiori crediti per imposte sul reddito a seguito del versamento del primo acconto IRES ed IRAP per l'anno 2015, delle società in Italia, al netto della liquidazione delle imposte relative all'esercizio 2014. Tale effetto è stato parzialmente compensato dalla riduzione dei crediti per le imposte addizionali sui consumi di energia elettrica e gas.

6.c Attività possedute per la vendita - Euro 7.404 milioni

La voce in esame include sostanzialmente le attività valutate sulla base del presumibile valore di realizzo desumibile dallo stato attuale delle trattative, riferibili alle società portoghesi della Divisione Energie Rinnovabili e alla società Slovenskè elektrárne, che in ragione delle decisioni assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce. La variazione del periodo risente essenzialmente, oltre che della sopra citata riclassifica delle società portoghesi (che include gli asset di Eneop acquisiti a seguito della modifica del controllo nel corso del 2015), anche delle cessioni di SF Energy e SE hydropower avvenute nel corso della prima metà del 2015.

6.d Patrimonio netto del Gruppo - Euro 32.152 milioni

La variazione dei primi nove mesi del 2015 del patrimonio netto di Gruppo, pari a 646 milioni di euro, risente principalmente della rilevazione dell'utile di competenza del periodo a conto economico (2.089 milioni di euro), il cui effetto è stato solo parzialmente compensato dai dividendi deliberati e distribuiti nel periodo (1.316 milioni di euro) e dal risultato netto negativo rilevato direttamente a patrimonio netto (-144 milioni di euro).

6.e Passività non correnti - Euro 64.025 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 44.514 milioni di euro (48.655 milioni di euro al 31 dicembre 2014), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 35.957 milioni di euro (39.749 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 8.557 milioni di euro (8.906 milioni di euro al 31 dicembre 2014). La variazione rilevata nei nove mesi risente dei rimborsi effettuati e delle riclassifiche alla quota corrente che hanno più che compensato le nuove emissioni effettuate.

I *fondi diversi e passività per imposte differite* sono pari a 16.181 milioni di euro al 30 settembre 2015 (16.958 milioni di euro al 31 dicembre 2014) ed includono:

- > TFR e altri benefici ai dipendenti per 3.585 milioni di euro, in diminuzione di 102 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, sostanzialmente per effetto dell'andamento dei tassi di cambio e delle erogazioni del periodo;
- > fondi rischi e oneri per 3.844 milioni di euro (4.051 milioni di euro al 31 dicembre 2014). In particolare, la variazione rispetto a fine 2014, pari a 207 milioni di euro, è sostanzialmente

riconducibile al decremento del fondo contenzioso legale, nonché agli utilizzi del fondo incentivo all'esodo in Spagna e in Italia;

- > passività per imposte differite per 8.752 milioni di euro (9.220 milioni di euro al 31 dicembre 2014). Il decremento della voce in esame è principalmente relativo al deprezzamento delle valute estere delle società controllate rispetto alla valuta funzionale e per effetto degli utilizzi conseguenti agli ammortamenti delle attività materiali e immateriali.

Le *altre passività non correnti*, sono pari a 3.330 milioni di euro (3.905 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e si decrementano di 575 milioni di euro, essenzialmente per effetto della variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati, solo in parte compensato dall'incremento degli altri debiti verso Cammesa dovuti al meccanismo regolatorio argentino.

6.f Passività correnti - Euro 39.410 milioni

I *finanziamenti a breve termine e le quote correnti di finanziamenti a lungo termine* diminuiscono di 323 milioni di euro, passando da 8.377 milioni di euro di fine 2014 a 8.054 milioni di euro al 30 settembre 2015. Tale variazione tiene conto del decremento delle *commercial paper* per 1.963 milioni di euro che è stato solo parzialmente compensato dall'incremento degli altri debiti finanziari per 1.092 milioni di euro, dei debiti bancari a breve termine per 166 milioni di euro e della quota a breve dei prestiti obbligazionari per 382 milioni di euro.

I *debiti commerciali*, pari a 10.110 milioni di euro (13.419 milioni di euro al 31 dicembre 2014), sono in diminuzione di 3.309 milioni di euro.

Le *altre passività correnti*, pari a 21.246 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro				
	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.647	1.599	48	3,0%
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	4.984	4.005	979	24,4%
Passività finanziarie correnti	7.350	6.618	732	11,1%
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	545	711	(166)	-23,3%
Debiti tributari	2.470	1.140	1.330	-
Altri	4.250	4.812	(562)	-11,7%
Totale	21.246	18.885	2.361	12,5%

La variazione del periodo, pari a 2.361 milioni di euro, è essenzialmente dovuta:

- > a un incremento delle passività finanziarie correnti pari a 732 milioni di euro, riconducibile in massima parte alla variazione positiva del fair value degli strumenti finanziari derivati (1.082 milioni di euro) che è stata in parte compensata dal decremento dei ratei passivi aventi natura finanziaria (353 milioni di euro);
- > a un aumento dei debiti tributari pari a 1.330 milioni di euro, sostanzialmente correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo al netto dei pagamenti di imposte effettuati e all'aumento dei debiti per IVA e dei debiti relativi alle imposte addizionali sui consumi di energia elettrica e di gas;

- > a un incremento dei debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati per 979 milioni di euro principalmente a seguito della delibera AEEGSI 268/15 (c.d. Codice di Rete) che prevede una differente metodologia nella determinazione delle componenti A e UC;
- > a un decremento degli altri debiti pari a 562 milioni di euro principalmente per effetto del pagamento dei debiti iscritti nel 2014 relativi ai dividendi da erogare.

6.g Passività possedute per la vendita – *Euro 5.653 milioni*

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

7. Posizione finanziaria netta

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

Milioni di euro

	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	476	758	(282)	-37,2%
Depositi bancari e postali	7.833	12.330	(4.497)	-36,5%
Titoli	1	140	(139)	-
Liquidità	8.310	13.228	(4.918)	-37,2%
Crediti finanziari a breve termine	1.515	1.977	(462)	-23,4%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	109	177	(68)	-38,4%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.089	1.566	(477)	-30,5%
Crediti finanziari correnti	2.713	3.720	(1.007)	-27,1%
Debiti verso banche	(293)	(30)	(263)	-
Commercial paper	(636)	(2.599)	1.963	-75,5%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(727)	(824)	97	-11,8%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(4.438)	(4.056)	(382)	-9,4%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(236)	(245)	9	-3,7%
Altri debiti finanziari correnti	(1.724)	(623)	(1.101)	-
Totale debiti finanziari correnti	(8.054)	(8.377)	323	-3,9%
Posizione finanziaria corrente netta	2.969	8.571	(5.602)	-65,4%
Debiti verso banche e istituti finanziari	(6.949)	(7.022)	73	-1,0%
Obbligazioni	(35.957)	(39.749)	3.792	-9,5%
Debiti verso altri finanziatori	(1.608)	(1.884)	276	-14,6%
Posizione finanziaria non corrente	(44.514)	(48.655)	4.141	-8,5%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(41.545)	(40.084)	(1.461)	-3,6%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.188	2.701	(513)	-19,0%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(39.357)	(37.383)	(1.974)	-5,3%

Si precisa che, relativamente a tali voci, non vi sono rapporti con parti correlate.

Altre informazioni

8. Informativa sulle parti correlate

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

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

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

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione Fopen e Fondenel, con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere al 30 settembre 2015 e intrattenuti nel corso del periodo:

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Totale	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici												
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	1.910	871	1.097	161	28	56	4.123	62	4.185	54.367	7,7%
Altri ricavi e proventi	-	-	3	-	216	-	12	231	1	232	1.631	14,2%
Proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	15	15	2.924	0,5%
Energia elettrica, gas e acquisto combustibile	2.823	1.143	80	1.139	3	-	26	5.214	202	5.416	28.008	19,3%
Servizi e altri materiali	1	64	1.458	87	3	83	34	1.730	77	1.807	12.070	15,0%
Altri costi operativi	2	-	3	34	-	-	-	39	-	39	1.365	2,9%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	7	-	-	-	-	7	-	7	78	9,0%
Oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	22	22	4.922	0,4%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Totale	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali												
Crediti commerciali	-	216	555	55	110	5	22	963	19	982	12.412	7,9%
Altre attività correnti	-	6	6	8	55	-	4	79	25	104	13.123	0,8%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	1	1	-	1	3.330	-
Debiti commerciali	593	280	550	151	1.498	39	22	3.133	42	3.175	10.110	31,4%
Altre passività correnti	-	-	8	-	-	-	1	9	-	9	21.246	-
Altre informazioni												
Garanzie rilasciate	-	280	220	-	-	-	1	501	-	501		
Garanzie ricevute	-	-	-	150	-	10	26	186	-	186		
Impegni	-	-	2	31	-	13	9	55	-	55		

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura (reperibile all'indirizzo internet http://www.enel.com/it-IT/group/governance/principles/related_parts/) che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-bis codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nei primi nove mesi del 2015 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.

9. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro

	al 30.09.2015	al 31.12.2014	Variazione
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	5.760	4.304	1.456
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	53.710	54.384	(674)
- acquisti di combustibili	58.347	63.605	(5.258)
- forniture varie	2.056	1.782	274
- appalti	1.902	1.785	117
- altre tipologie	3.393	2.345	1.048
Totale	119.408	123.901	(4.493)
TOTALE	125.168	128.205	(3.037)

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 settembre 2015 a 53.710 milioni di euro, di cui 18.549 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2015-2019, 13.390 milioni di euro relativi al periodo 2020-2024, 8.266 milioni di euro al periodo 2025-2029 e i rimanenti 13.505 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 30 settembre 2015 a 58.347 milioni di euro, di cui 31.112 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2015-2019, 15.715 milioni di euro relativi al periodo 2020-2024, 8.531 milioni di euro al periodo 2025-2029 e i rimanenti 2.989 milioni di euro con scadenza successiva.

10. Passività e attività potenziali

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

Enel ha proposto ricorso in Cassazione nel febbraio 2015 avverso la sentenza della Corte di Appello di Venezia del 10 luglio 2014.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al black-out del 28 settembre 2003

Cattolica ha proposto appello avverso la sentenza di primo grado del 21 ottobre 2013 avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. La causa risulta rinviata all'udienza del 23 febbraio 2018 per la precisazione delle conclusioni.

Contenzioso BEG

Con riferimento all'azione avviata da Albania BEG Ambient Shpk presso lo Stato di New York (USA), in data 27 aprile 2015, Enel SpA ed Enelpower SpA hanno chiesto che il giudizio sia trasferito dal tribunale dello Stato di New York alla Corte Federale. Si è in attesa della decisione sulla competenza tenuto conto dell'opposizione di Albania BEG Ambient Shpk sul punto.

I procedimenti in Irlanda e in Lussemburgo sono in corso di svolgimento ed in particolare quello in Irlanda si trova nelle fasi iniziali e nessun provvedimento giudiziario è stato assunto.

Relativamente al procedimento in Italia, si è concluso il primo grado dell'ulteriore giudizio intrapreso da Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al Tribunale di Roma teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG SpA per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower SpA mediante le predette iniziative assunte dalla controllata Albania BEG Ambient Shpk. Con tale azione, Enelpower SpA ed Enel SpA chiedevano la condanna di BEG SpA a risarcire il danno in misura pari alla somma che Enel SpA ed Enelpower SpA dovessero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient Shpk in caso di esecuzione della sentenza albanese. Con sentenza del 16 giugno 2015, il Tribunale di Roma ha dichiarato il difetto di legittimazione passiva di BEG SpA ovvero, in via gradata, la inammissibilità della domanda per difetto di interesse ad agire di Enel SpA ed Enelpower SpA, in quanto la sentenza albanese non è ancora stata dichiarata esecutiva in alcun Paese, con compensazione delle spese del giudizio.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

Mentre sono tuttora in corso altri due giudizi per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche per omissione di cautele antinfortunistiche, si segnalano i seguenti aggiornamenti:

- > per quanto riguarda il procedimento per l'infortunio mortale occorso al dipendente di una ditta appaltatrice verificatosi nella centrale Enel di Termini Imerese nel 2008, il Tribunale in data 23 luglio 2015 ha assolto Enel Produzione e i suoi dipendenti perché il fatto non sussiste. Si è in attesa della motivazione;
- > per l'infortunio mortale di un dipendente di un'impresa appaltatrice occorso nella centrale Enel Federico II di Brindisi nel 2008, all'udienza del 2 ottobre 2015 il Tribunale ha assolto Enel Produzione e i suoi dipendenti per non aver commesso il fatto; condannando, invece, la ditta appaltatrice e il suo dipendente. Si è in attesa della motivazione.

Contenzioso Basilus (già Meridional) - Brasile

E' stato respinto il ricorso presentato da Basilus dinnanzi al *Tribunal Superior de Justicia* di Brasilia. Basilus può impugnare quest'ultima decisione avanti alle corti competenti.

Contenzioso CIEN - Brasile

Le domande di Furnas sono state respinte dalla Corte di Primo grado con decisione dell'agosto 2014. Furnas ha presentato appello avverso tale ultima decisione ed il procedimento è in corso

Contenzioso Cibran - Brasile

Nell'ambito di un altro dei procedimenti pendenti, il 1° giugno 2015 è stata emessa la sentenza che ha condannato Ampla ad un risarcimento pari a 80.000 real brasiliani (circa 23.042 euro) per danni morali, oltre al pagamento di danni materiali quantificati in 96.465.103 real brasiliani (circa 28 milioni di euro) sulla base di un'apposita perizia, oltre interessi. Ampla ha presentato appello avverso tale decisione.

El Quimbo - Colombia

In relazione al Progetto El Quimbo, sono pendenti alcuni procedimenti legali ("*acciones de grupo*" e "*acciones populares*") avviati da abitanti/pescatori della zona. In particolare una prima "*Accion de grupo*", che si trova nella fase istruttoria, è stata avviata da circa 1.140 residenti del municipio di Garzon che lamentano che la costruzione della centrale ridurrebbe di circa 30% i ricavi delle loro attività. Un secondo procedimento è stato avviato, tra agosto 2011 e dicembre 2012, da abitanti e società/associazioni dei cinque comuni del Huila per presunti danni in relazione alla chiusura di un ponte (Paso El Colegio). In relazione alle c.d. *Acciones populares* (class action), nel 2008 alcuni abitanti della zona hanno avviato un procedimento per richiedere, tra l'altro, la sospensione della licenza ambientale. Un'ulteriore "*accion popular*" è stata, invece, promossa da alcune società di pescatori in relazione al presunto impatto delle attività di riempimento del bacino del Quimbo sulla pesca nel bacino di Betania, a valle del Quimbo. Il Tribunale ha ordinato a febbraio 2015 la sospensione cautelare dell'attività di riempimento finché non vengono soddisfatti alcuni specifici requisiti.

La misura cautelare è stata successivamente modificata permettendo il riempimento del bacino. Tale riempimento è iniziato il 30 giugno 2015. Tuttavia, in data 3 luglio, la CAM, (Autorità ambientale regionale) ha emesso un provvedimento (*medida preventiva*) che ordina di sospendere temporaneamente il riempimento del bacino stesso.

Data l'impossibilità tecnica di sospendere la procedura di riempimento, in data 17 luglio 2015, è stato notificato a Emgesa un provvedimento di modifica della misura cautelare che ha inibito la produzione di energia fintanto che l'ANLA (autorità ambientale nazionale) attesti che la società ha ritirato la biomassa e i rifiuti forestali dal bacino del Quimbo.

A settembre 2015 l'ANLA ha emesso due report in cui in generale ha confermato che la società ha soddisfatto i requisiti e di conseguenza in data 21 settembre 2015 la società ha richiesto al tribunale la rimozione della misura cautelare. Si è in attesa della decisione. Nelle more, essendo stato dichiarato lo stato di emergenza energetica, il Ministero dell'Energia ha emesso un decreto che autorizzato Emgesa ad avviare la produzione di energia.

Procedimento utenti Nivel de Tension Uno - Colombia

Si tratta di un'azione collettiva (cd. *Accion de Grupo*) avviata dal Centro Medico de la Sabana ed altri soggetti nei confronti di Codensa per ricevere la restituzione di quanto, secondo gli attori, sarebbe stato pagato in eccesso in tariffa. L'azione si fonda nell'asserita mancata applicazione da parte di Codensa di una agevolazione tariffaria a cui avrebbero diritto gli attori in qualità di utenti appartenenti al livello di

Tensione Uno (tensione minore di 1kV) e proprietari delle infrastrutture, come stabilito nella Delibera n. 82 del 2002, successivamente modificata dalla Delibera n. 97 del 2008. Il procedimento si trova attualmente nella fase istruttoria. L'importo stimato del procedimento è di circa 337.626.840.000 pesos colombiani (circa 131 milioni di euro).

Arbitrati SAPE (già Electrica) - Romania

Il procedimento arbitrale per la richiesta di danni per asserite violazioni di specifiche clausole del Privatization Agreement è in corso, l'udienza si è tenuta nella prima settimana di giugno 2015 e si attende il lodo entro fine anno.

Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia

La società Slovenské elektrárne ("SE") ha presentato ricorso straordinario avverso la decisione del 9 marzo 2015 con la quale il tribunale d'appello, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado, aveva dichiarato la nullità del contratto, nonché domanda di arbitrato presso il Vienna International Arbitral Centre ("VIAC") sulla base del VEG Indemnity Agreement. In base a questo accordo, sottoscritto nell'ambito della privatizzazione tra il National Property Fund della Repubblica slovacca e SE, quest'ultima ha diritto a essere indennizzata in caso di interruzione anticipata del VEG Operation Agreement per motivi non imputabili a SE.

SE ha inoltre ricevuto (ad aprile 2015) una lettera da parte di Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") per il pagamento di circa 490 milioni di euro come conseguenza dell'asserito arricchimento senza giusta causa per la gestione della centrale nel periodo 2006-2015. SE ha risposto respingendo tale richiesta.

Infine, VV ha promosso un'ulteriore azione presso la District Court di Bratislava volta alla restituzione del corrispettivo pagato dalla stessa VV a SE per il trasferimento degli asset effettuato nell'ambito della privatizzazione.

Arbitrato 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 è soggetta all'avveramento di determinate condizioni (estinzione delle azioni giudiziarie locali pendenti nei confronti di Enel Green Power e dei suoi rappresentanti) che si dovevano verificare nei successivi sei mesi. In data 14 settembre 2015, a seguito dell'avveramento delle diverse condizioni previste, su richiesta delle parti il tribunale ICSID ha emesso un lodo dichiarando la risoluzione in via transattiva della controversia.

11. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Avvio della produzione della centrale di El Quimbo

In data 13 ottobre 2015, Emgesa ha dato avvio alla produzione della centrale idroelettrica di El Quimbo, in Colombia. Con una potenza installata di 400 MW la centrale, alimentata dal Magdalena (il maggior fiume colombiano), è situata nella regione del Huila, a circa 350 km a sudovest di Bogotá. Le attività di riempimento del bacino erano state avviate a fine giugno dopo il completamento delle principali opere civili, che hanno consentito la messa in esercizio della prima delle due unità della centrale. In attesa di partire con l'esercizio commerciale, l'impianto è stato soggetto a prove per un periodo di circa 20 giorni. Con l'avvio della seconda unità la centrale potrà produrre circa 2,2 TWh l'anno, tali da garantire la copertura di circa il 4% della domanda elettrica del Paese e riducendo l'impatto che il fenomeno di El Niño, provocando condizioni di siccità, ha fatto registrare sulla fornitura di energia elettrica del Paese.

Accordo tra Enel Green Power e F2i per la creazione di una Joint Venture nel fotovoltaico in Italia

In data 16 ottobre 2015, è stato raggiunto un accordo per la costituzione di una joint venture paritetica tra Enel Green Power ("EGP") e F2i SGR SpA ("F2i"), in nome e per conto di F2i - Fondo italiano per le infrastrutture, unitamente alle rispettive società controllate Enel Green Power Solar Energy Srl e F2i Energie Rinnovabili.

In base all'accordo, EGP costituirà una Newco a cui conferirà, attraverso la società controllata Altomonte FV, 105 MW di asset fotovoltaici. F2i apporterà a sua volta 105 MW di asset fotovoltaici ad oggi detenuti da F2i Solare 1 e F2i Solare 3, società controllate da F2i Energie Rinnovabili.

L'entreprise value degli asset di EGP è pari a 230 milioni di euro mentre quello degli asset di F2i ammonta 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. È comunque previsto, nel 2016, un meccanismo di aggiustamento dei valori usuale per questo tipo di operazioni.

La joint venture si pone come obiettivo quello di fare leva sull'attuale momento di consolidamento del settore fotovoltaico italiano, aggregando impianti fotovoltaici operativi detenuti da istituzioni finanziarie e operatori privati. In particolare, Enel Green Power ritiene di poter creare valore attraverso:

- > la riduzione dei costi di gestione con l'implementazione dei programmi già adottati per l'attuale parco fotovoltaico;
- > l'ottimizzazione dell'energy management con la gestione proattiva del proprio portafoglio facendo leva sulle proprie competenze;
- > l'ottimizzazione della 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.

Conferma di Enel nello STOXX Global ESG Leaders Index

In data 26 ottobre 2015, Enel è stata ammessa per il secondo anno consecutivo nello STOXX Global ESG Leaders index, che misura i risultati delle aziende in merito alle pratiche ambientali, sociali e di governance (ESG), basandosi su una valutazione effettuata da Sustainalytics, agenzia leader nel campo del rating in materia di sostenibilità.

Vendita del sito di Porto Marghera

In data 2 novembre 2015 si è conclusa la vendita del sito Enel di Porto Marghera, costituito dalla centrale termoelettrica "Giuseppe Volpi" (alimentata a carbone e sostanzialmente inattiva da circa 3 anni) e dall'area circostante, a tre soggetti già presenti con le loro attività nell'area industriale e che si occupano di logistica portuale, carpenteria metallica e impiantistica: Porto Invest, Simic e CITI. Si tratta del primo impianto Enel che viene dismesso all'interno del progetto Futur-e, che prevede la riqualificazione di 23 impianti termoelettrici, molti dei quali non più attivi. Due dei tre acquirenti (CITI e Simic) svilupperanno nel sito nuovi insediamenti industriali, mentre il terzo (Porto Invest), anche tramite società collegate, amplierà le proprie capacità logistiche che già svolge in prossimità dell'area; gli investimenti associati a tali iniziative determineranno un importante indotto economico e occupazionale a beneficio dell'area di Porto Marghera, sia nella fase realizzativa, sia in quella di esercizio delle nuove attività industriali.

Accordo per in rinnovamento eolico sostenibile

In data 3 novembre 2015 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.

Riorganizzazione societaria delle attività di Enel in Cile e negli altri paesi dell'America Latina

In data 6 novembre 2015 Enel SpA ha aggiornato il mercato informando che i Consigli di Amministrazione delle società controllate cilene Enersis, Empresa Nacional de Electricidad ("Endesa Chile") e Chilectra hanno deliberato la rispondenza all'interesse delle rispettive società del progetto di riorganizzazione societaria volta a separare le attività di generazione e distribuzione di energia elettrica realizzate in Cile da quelle sviluppate negli altri Paesi dell'America Latina.

I sopracitati Consigli di Amministrazione si riuniranno nuovamente per condividere la convocazione delle rispettive Assemblee straordinarie chiamate ad approvare la complessiva operazione di riorganizzazione societaria e a dare avvio alla prima fase della medesima, concernente le scissioni parziali di Enersis, Endesa Chile e Chilectra. In vista dell'ultima fase della riorganizzazione societaria, che prevede la fusione per incorporazione di Endesa Americas e Chilectra Americas in Enersis Americas, i Consigli di Amministrazione di Enersis, Endesa Chile e Chilectra hanno altresì condiviso, in base ai pareri degli advisor finanziari e degli esperti indipendenti sulla valutazione delle società che saranno coinvolte in tale fusione, un rapporto indicativo di cambio in base al quale:

- > per ciascuna azione di Endesa Americas i suoi azionisti ricevano in concambio tra un minimo di 2,3 ed un massimo di 2,8 azioni di Enersis Americas; e
- > per ciascuna azione di Chilectra Americas i suoi azionisti ricevano in concambio tra un minimo di 4,1 ed un massimo di 5,4 azioni di Enersis Americas.

I vari documenti utilizzati dai Consigli di Amministrazione di Enersis, Endesa Chile e Chilectra per l'approvazione della riorganizzazione societaria risultano a disposizione del pubblico sui siti delle società coinvolte www.enersis.cl, www.endesa.cl e www.chilectra.cl.

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

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari Alberto De Paoli 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.

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