

Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2016



Indice

La nostra missione	3
Premessa	6
Sintesi dei risultati	9
Risultati per area di attività	22
> Italia	27
> Iberia	35
> America Latina	40
> Europa e Nord Africa	46
> Nord e Centro America	51
> Africa Sub-Sahariana e Asia	55
> Altro, elisioni e rettifiche	58
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo	59
Analisi della struttura finanziaria del Gruppo	60
Fatti di rilievo del terzo trimestre del 2016	63
Scenario di riferimento	68
Prevedibile evoluzione della gestione	90
Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2016	91
Conto economico consolidato sintetico	92
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	93
Situazione patrimoniale consolidata sintetica	94
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	95
Rendiconto finanziario consolidato sintetico	96
Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2016	97
Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 <i>bis</i> , comma 2 del decreto legislativo n. 58/1998	129

MISSIONE 2025

APRIAMO L'ACCESSO ALL'ENERGIA A PIÙ PERSONE.

Useremo e amplieremo le nostre dimensioni, per raggiungere e connettere più persone ad un'energia sicura e sostenibile, in particolare in Sud America e Africa.

APRIAMO IL MONDO DELL'ENERGIA ALLE NUOVE TECNOLOGIE.

Guideremo lo sviluppo e l'applicazione di nuove tecnologie per generare e distribuire l'energia in modo più sostenibile, in particolare attraverso le fonti rinnovabili e le smart grid.

CI APRIAMO A NUOVI MODI DI GESTIRE L'ENERGIA PER LA GENTE.

Svilupperemo nuovi modi che rispondano ai reali bisogni delle persone, per aiutarli ad usare e gestire l'energia in modo più efficiente, in particolare attraverso contatori smart e digitalizzazione.

CI APRIAMO A NUOVI USI DELL'ENERGIA.

Svilupperemo nuovi servizi che usino l'energia per rispondere a sfide mondiali con particolare focus sulla connettività e sulla mobilità elettrica.

CI APRIAMO A NUOVE PARTNERSHIP.

Ci uniremo ad una rete di collaboratori nella ricerca, nella tecnologia, nello sviluppo dei nuovi prodotti e nel marketing, per sviluppare nuove soluzioni, insieme.



Modello organizzativo di Enel

In data 8 aprile 2016, il Gruppo Enel si è dotato di una **nuova struttura organizzativa**, anche al fine di avviare il processo di integrazione di Enel Green Power. In particolare, fra le principali novità introdotte dalla nuova struttura organizzativa si segnalano:

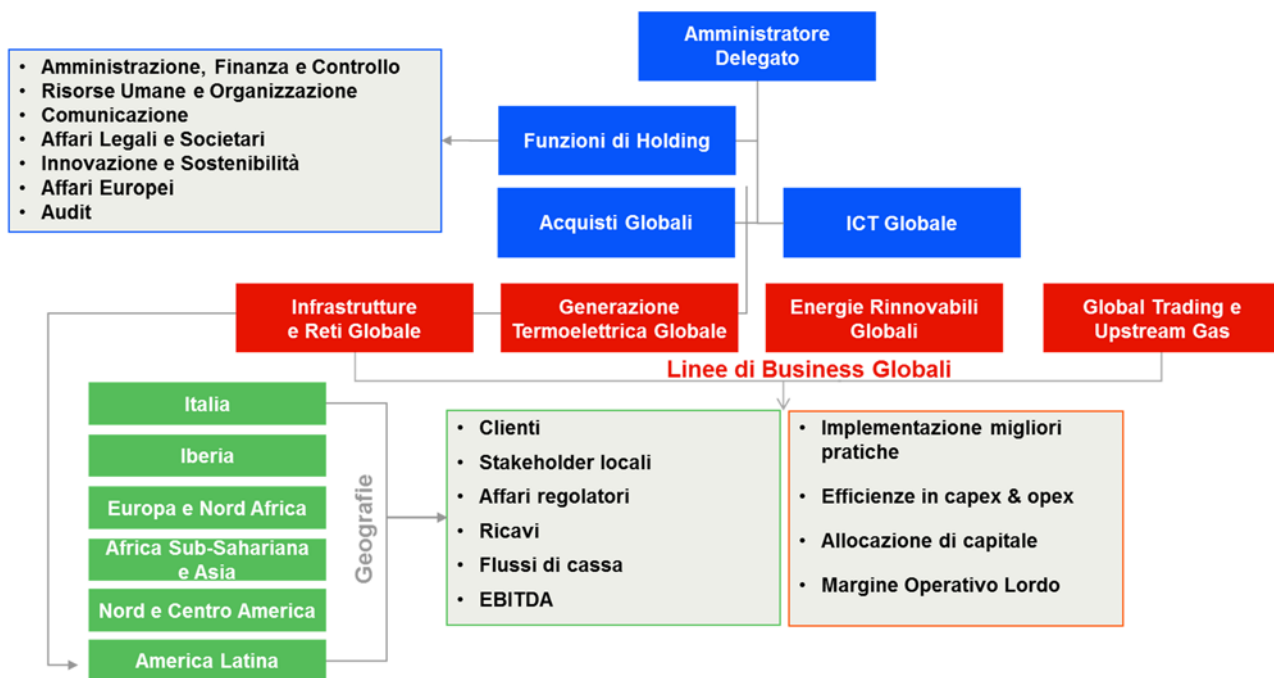
- i) il riassetto delle geografie di presenza del Gruppo, con la valorizzazione di Paesi che rappresentano le nuove opportunità di business nel mondo e che sono Paesi in cui la presenza del Gruppo Enel si è finora concretizzata per il tramite di Enel Green Power. Si passa quindi da una matrice con quattro aree geografiche a una con sei. Si confermano la Country "Italia" e le aree geografiche di "Iberia" e "America Latina", mentre l'area di Europa dell'Est si estende diventando "Europa e Nord Africa". Entrano inoltre due nuove aree geografiche: "Nord e Centro America" e "Africa Sub Sahariana e Asia". Le 6 geografie continueranno ad avere il ruolo di presidio e integrazione dei business a livello locale, favorendo lo sviluppo di tutti i segmenti della catena del valore. A livello geografico, nei Paesi di compresenza del business sia convenzionale sia rinnovabile, verrà inoltre unificata la figura del Country Manager;
- ii) la convergenza dell'intera filiera idroelettrica nell'ambito della linea di business delle energie rinnovabili;
- iii) la gestione integrata del dispacciamento della flotta di generazione, rinnovabile e termica, da parte dell'Energy Management di Country, nell'ambito delle linee guida stabilite dalla Divisione Global Trading.

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

- i) *Divisioni* (Generazione Termoelettrica Globale, Global Trading, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili), cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo; alle Divisioni è affidato inoltre il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo potrà beneficiare di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie linee di business. Ogni singolo progetto sarà valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo. Il 12 settembre 2016, a seguito della positiva esperienza in Italia di Enel OpEn Fiber, Enel ha creato una nuova unità di business a livello globale, nell'ambito della Global Business Line Infrastrutture e Reti, con il compito di gestire questa nuova dimensione strategica del gruppo sia in Italia sia nel resto del mondo. La nuova unità di business "Global Fiber Optic Infrastructures" avrà la missione di definire strategie e realizzare modelli di business per lo sviluppo di infrastrutture in fibra ottica da parte del Gruppo a livello globale;
- ii) *Regioni e Paesi* (Italia, Iberia, America Latina, Europa e Nord Africa, Nord e Centro America, Africa Sub Sahariana e Asia), cui è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Divisioni;

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

- i) *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;
- ii) *Funzioni di Holding* (Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, Audit, Rapporti con l'Unione Europea, Innovazione e Sostenibilità), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.



La nuova struttura organizzativa modifica la struttura del reporting, l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo e, coerentemente, **la rappresentazione dei risultati consolidati a partire dal 30 settembre 2016**.

Conseguentemente, nel presente Resoconto intermedio di gestione, i risultati per settore di attività sono commentati seguendo il nuovo assetto organizzativo e tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach". Analogamente sono stati ripresentati, per fini comparativi, i dati relativi ai primi nove mesi e al terzo trimestre 2015.

Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2016 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) e alle interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura del periodo. L'insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Si segnala che l'art. 154 *ter*, comma 5, del Testo Unico della Finanza, così come recentemente modificato dal decreto legislativo n. 25/2016, non richiede più agli emittenti la pubblicazione di un resoconto intermedio di gestione riferito alla chiusura del primo e del terzo trimestre dell'esercizio.

Tale norma demanda ora alla CONSOB la facoltà di imporre agli emittenti stessi, all'esito di un'apposita analisi di impatto e mediante proprio regolamento, l'obbligo di pubblicare informazioni finanziarie periodiche aggiuntive rispetto alla relazione finanziaria annuale e alla relazione finanziaria semestrale. In considerazione di quanto precede, in attesa di un'eventuale modifica del quadro regolamentare da parte della CONSOB, è intenzione di Enel continuare a pubblicare su base volontaria il resoconto intermedio di gestione riferito alla chiusura del primo e del terzo trimestre di ciascun esercizio, al fine di soddisfare le aspettative degli investitori e in linea con le consolidate best practice dei principali mercati finanziari, e tenuto conto altresì degli obblighi di reportistica su base trimestrale di alcune rilevanti società controllate quotate. 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.

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel presente Resoconto intermedio di gestione. 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.

In merito a tali indicatori, il 3 dicembre 2015, la CONSOB ha emesso la Comunicazione n. 92543/15 che rende applicabili gli Orientamenti emanati il 5 ottobre 2015 dall'European Securities and Markets Authority (ESMA) circa la loro presentazione nelle informazioni regolamentate diffuse o nei prospetti pubblicati a partire dal 3 luglio 2016. Questi Orientamenti, che aggiornano la precedente Raccomandazione CESR (CESR/05-178b), sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della Direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.

Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, 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 impairment".

Margine operativo lordo ordinario: è calcolato depurando dal “margine operativo lordo” tutte le partite relative a operazioni straordinarie quali acquisizioni o cessioni di aziende (per esempio plusvalenze e minusvalenze).

Risultato operativo ordinario: è determinato eliminando dal “risultato operativo” gli effetti delle operazioni straordinarie commentate relativamente al margine operativo lordo, nonché gli impairment significativi rilevati sugli asset a esito degli impairment test o della classificazione tra le “attività possedute per la vendita”.

Risultato netto del Gruppo ordinario: definito come il “risultato netto del Gruppo” riconducibile alla sola gestione caratteristica, è pari al “risultato netto del Gruppo” al netto degli effetti sullo stesso (al netto quindi degli eventuali effetti fiscali e delle interessenze di terzi) delle partite precedentemente commentate nel “risultato operativo ordinario”

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

- > delle “Attività per imposte anticipate”;
- > dei “Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)”, degli “Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico”, e dei “Crediti finanziari diversi” inclusi nelle “Altre attività finanziarie non correnti”;
- > dei “Finanziamenti a lungo termine”;
- > del “Benefici ai dipendenti”;
- > dei “Fondi rischi e oneri (quota non corrente)”;
- > delle “Passività per imposte differite”.

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

- > della “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine”, dei “Crediti per factoring”, dei “Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)”, dei “Cash collateral”; degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”;
- > delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”;
- > dei “Finanziamenti a breve termine” e delle “Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine”;
- > dei “Fondi rischi e oneri (quota corrente)”;
- > degli “Altri debiti finanziari” inclusi nelle “Altre passività correnti”.

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 rischi e oneri”, 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” e dai “Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine” e tenendo conto dei “Debiti finanziari a breve” inclusi nelle “Altre passività correnti”;
- > al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” e dei “Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)”, degli “Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico”, dei “Crediti finanziari diversi” inclusi nelle “Altre attività finanziarie non correnti”; al netto

della “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine”, dei “Crediti per factoring”, dei “Cash collateral”; degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”.

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	
2016	2015		2016	2015
17.309	18.366	Ricavi	51.459	55.998
3.957	4.200	Margine operativo lordo	12.010	12.161
3.967	4.200	Margine operativo lordo ordinario	11.896	11.888
2.479	1.224	Risultato operativo	7.689	6.308
2.541	2.829	Risultato operativo ordinario	7.666	7.640
1.282	293	Risultato netto del Gruppo e di terzi	3.874	2.922
923	256	Risultato netto del Gruppo	2.757	2.089
958	1.037	Risultato netto del Gruppo ordinario	2.700	2.641
Risultato netto del Gruppo per n. medio di azioni del periodo (euro)			0,28	0,22
Capitale investito netto			90.248	89.296 ⁽¹⁾
Indebitamento finanziario netto			36.821	37.545 ⁽¹⁾
Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)			53.427	51.751 ⁽¹⁾
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)			3,45	3,44 ⁽¹⁾
Cash flow da attività operativa			6.766	5.177
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ⁽²⁾			5.216	4.680

(1) Dati al 31 dicembre 2015.

(2) Il dato dei primi nove mesi del 2016 non include 288 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (401 milioni di euro al 30 settembre 2015).

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2016 sono pari a 51.459 milioni di euro con un decremento di 4.539 milioni di euro (-8,1%) rispetto ai primi nove mesi del 2015. Il decremento, particolarmente concentrato nel primo trimestre, è prevalentemente da riferire alle minori vendite di energia ai clienti finali nei mercati maturi, alla riduzione delle vendite di energia generata (che risentono anche del deconsolidamento di Slovenské elektrárne avvenuta a fine luglio 2016), alle minori attività di trading di energia elettrica, nonché all'effetto negativo (complessivamente pari a 1.335 milioni di euro) dell'apprezzamento dell'euro nei confronti delle valute degli altri Paesi, in particolar modo in America Latina. A tali fenomeni si associa la rilevazione dei contributi ricevuti in Argentina per effetto della *Resolución* n. 32/2015 nei primi nove mesi del 2015, nonché i minori ricavi per vendite e contributi ricevuti relativi a certificati ambientali.

Per quanto riguarda i proventi da operazioni straordinarie, nei primi nove mesi del 2016 si rilevano principalmente le plusvalenze derivanti dalla cessione di GNL Quintero e di Hydro Dolomiti Enel rispettivamente di 171 milioni di euro e di 124 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2015 questi includevano la plusvalenza realizzata dalla cessione di SE Hydropower per 141 milioni di euro, il negative goodwill e la contestuale rimisurazione al fair value dell'interessenza già detenuta dal Gruppo a seguito dell'acquisizione di 3Sun per complessivi 132 milioni di euro.

Milioni di euro		Primi nove mesi		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Italia	26.335	29.205	(2.870)	-9,8%
Iberia	14.048	15.474	(1.426)	-9,2%
America Latina	7.923	8.125	(202)	-2,5%
Europa e Nord Africa	3.075	3.658	(583)	-15,9%
Nord e Centro America	672	633	39	6,2%
Africa Sub-Sahariana e Asia	18	3	15	-
Altro, elisioni e rettifiche	(612)	(1.100)	488	44,4%
Totale	51.459	55.998	(4.539)	-8,1%

Il **marginale operativo lordo**, pari a 12.010 milioni di euro, evidenzia un decremento di 151 milioni di euro (-1,2%) rispetto ai primi nove mesi del 2015 in presenza di un effetto negativo derivante dalla variazione dei tassi di cambio per 397 milioni di euro e del rilascio parziale (per 550 milioni di euro), effettuato nei primi nove mesi del 2015 del fondo oneri per smaltimento del combustibile nucleare esausto alla luce della nuova normativa introdotta in Slovacchia.

Tali effetti sono parzialmente compensati dalla generale crescita dei margini rilevati in quasi tutte aree geografiche, e in particolare in America Latina (sia nella generazione sia nella distribuzione e vendita di energia elettrica) e nei mercati finali maturi (Italia e Spagna)

Milioni di euro		Primi nove mesi		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Italia	5.445	5.266	179	3,4%
Iberia	2.970	2.978	(8)	-0,3%
America Latina	2.612	2.388	224	9,4%
Europa e Nord Africa	609	1.230	(621)	-50,5%
Nord e Centro America	470	435	35	8,0%
Africa Sub-Sahariana e Asia	7	(7)	14	-
Altro	(103)	(129)	26	20,2%
Totale	12.010	12.161	(151)	-1,2%

Il **marginale operativo lordo ordinario** ammonta a 11.896 a milioni di euro, con un incremento di 8 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015 (+0,1%). Le partite straordinarie dei primi nove mesi del 2016, non contenute nel margine operativo lordo ordinario, ammontano a 114 milioni di euro di cui in particolare:

- > le plusvalenze derivanti dalla cessione di GNL Quintero e di Hydro Dolomiti Enel rispettivamente di 171 milioni di euro e di 124 milioni di euro;
- > le minusvalenze rilevate per la definitiva rinuncia allo sviluppo di alcuni progetti idroelettrici in Cile e Perù (pari a circa 181 milioni di euro).

Si segnala, inoltre, che nel periodo a confronto le partite straordinarie ammontavano a 273 milioni di euro, derivanti dalla plusvalenza di 141 milioni di euro per la cessione di SE Hydropower e per la rilevazione di negative goodwill e rimisurazione al fair value di 3Sun, per un totale di 132 milioni di euro, a seguito dell'acquisizione del controllo.

Milioni di euro		Primi nove mesi		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Italia	5.321	4.993	328	6,6%
Iberia	2.970	2.978	(8)	-0,3%
America Latina	2.622	2.388	234	9,8%
Europa e Nord Africa	609	1.230	(621)	-50,5%
Nord e Centro America	470	435	35	8,0%
Africa Sub-Sahariana e Asia	7	(7)	14	-
Altro	(103)	(129)	26	20,2%
Totale	11.896	11.888	8	0,1%

Il **risultato operativo** ammonta a 7.689 milioni di euro, con un incremento di 1.381 milioni di euro (21,9%) rispetto all'analogo periodo del 2015. La variazione trova riscontro nelle maggiori perdite di valore rilevate nel corso dei primi nove mesi del 2015 sulle attività materiali e immateriali per complessivi 1.605 milioni di euro (rilevate sugli asset di generazione russi (919 milioni di euro) e rinnovabili rumeni (155 milioni di euro) a seguito del mutare degli scenari di mercato e regolatori, e sugli asset slovacchi (531 milioni di euro) al fine di riallinearne il valore contabile al presumibile valore di realizzo, da cui ne conseguono anche minori ammortamenti nei primi nove mesi del 2016. Tale impatto è solo in parte compensato dagli impairment rilevati nei primi nove mesi del 2016 che ammontano a 91 milioni di euro (di cui 52 milioni di euro relativi a Marcinelle Energie e 39 milioni di euro relativi alle attività dell'Upstream Gas di Enel Trade ed Enel Longanesi) e dal decremento del margine operativo lordo, precedentemente commentato.

Milioni di euro		Primi nove mesi		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Italia	3.824	3.642	182	5,0%
Iberia	1.630	1.630	-	-
America Latina	1.839	1.625	214	13,2%
Europa e Nord Africa	326	(687)	1.013	-
Nord e Centro America	259	258	1	0,4%
Africa Sub-Sahariana e Asia	(5)	(8)	3	37,5%
Altro	(184)	(152)	(32)	-21,1%
Totale	7.689	6.308	1.381	21,9%

Il **risultato operativo ordinario**, che oltre a non includere le partite escluse dal margine operativo lordo ordinario non considera gli effetti dei sopracitati impairment, ammonta a 7.666 milioni di euro, con un incremento di 26 milioni di euro (0,3%) rispetto all'analogo periodo del 2015.

Milioni di euro		Primi nove mesi		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Italia	3.700	3.369	331	9,8%
Iberia	1.630	1.630	-	-
America Latina	1.849	1.625	224	13,8%
Europa e Nord Africa	378	918	(540)	-58,8%
Nord e Centro America	259	258	1	0,4%
Africa Sub-Sahariana e Asia	(5)	(8)	3	37,5%
Altro	(145)	(152)	7	4,6%
Totale	7.666	7.640	26	0,3%

Il **risultato netto del Gruppo** dei primi nove mesi del 2016 ammonta a 2.757 milioni di euro rispetto ai 2.089 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (32,0%). In particolare, il sopracitato incremento del risultato operativo è stato in parte compensato dai maggiori oneri finanziari netti (prevalentemente connessi agli oneri netti su derivati e agli oneri di attualizzazione dei fondi rischi e oneri) e dagli effetti negativi connessi alle maggiori imposte riconducibili, oltretutto al maggior utile *ante* imposte, al diverso peso nei due periodi a confronto di alcuni elementi reddituali, derivanti da operazioni straordinarie, assoggettati a un regime di sostanziale esenzione (c.d. "regime PEX").

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** dei primi nove mesi del 2016 ammonta a 2.700 milioni di euro (2.641 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015), con un aumento di 59 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2015. Nella seguente tabella è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo e risultato netto del Gruppo ordinario, con evidenza degli elementi ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro		Primi nove mesi	
		2016	
Risultato netto del Gruppo		2.757	
Plusvalenza per cessione Hydro Dolomiti Enel		(122)	
Minusvalenze per abbandono progetti idroelettrici in Cile e Perù		50	
Plusvalenza per cessione GNL Quintero		(49)	
Impairment per adeguamento al presumibile valore di realizzo di Marcinelle Energie		34	
Impairment per adeguamento al presumibile valore di realizzo delle attività relative all'Upstream Gas		30	
Risultato netto del Gruppo ordinario		2.700	

Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 75 milioni di euro, ammonta a 90.248 milioni di euro al 30 settembre 2016 (89.296 milioni di euro al 31 dicembre 2015) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 53.427 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 36.821 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 settembre 2016, presenta un'incidenza sul patrimonio netto del 69% (73% al 31 dicembre 2015).

L'**indebitamento finanziario netto**, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita, si attesta a 36.821 milioni di euro al 30 settembre 2016 in decremento di 724 milioni di euro rispetto ai 37.545 milioni di euro del 31 dicembre 2015, risentendo negativamente del fabbisogno generato dagli investimenti del periodo e del pagamento dei

dividendi, i cui effetti sono più che compensati dai flussi di cassa operativi e dall'andamento dei tassi di cambio che ha inciso sulla parte dell'indebitamento espressa in valute diverse dall'euro.

Gli **investimenti** ammontano a 5.216 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016, con un incremento di 536 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2015, riferito essenzialmente alle attività di generazione da fonte rinnovabile all'estero e in particolare in Nord e Centro America.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Italia	1.170	1.135 ⁽³⁾	35	3,1%
Iberia	646	585	61	10,4%
America Latina	1.994	2.112	(118)	-5,6%
Europa e Nord Africa	144 ⁽¹⁾	145 ⁽⁴⁾	(1)	-0,7%
Nord e Centro America	989	479	510	-
Africa Sub-Sahariana e Asia	253	200	53	26,5%
Altro, elisioni e rettifiche	20 ⁽²⁾	24	(4)	-16,7%
Totale	5.216	4.680	536	11,5%

(1) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita"

(2) Il dato non include 5 milioni di euro riferiti a perimetro classificato come "posseduto per la vendita"

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

(4) Il dato non 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	
2016			2015			2016			2015			
14,9	52,1	67,0	18,0	56,1	74,1	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	44,5	150,7	195,2	52,5	161,2	213,7
57,5	52,7	110,2	60,8	54,1	114,9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	167,3	152,4	319,7	171,0	151,3	322,3
24,2	43,5	67,7	23,7	43,6	67,3	Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	70,1	128,6	198,7	65,9	129,1	195,0
0,5	1,2	1,7	0,3	1,1	1,4	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m³)	3,1	4,3	7,4	2,8	3,9	6,7
Dipendenti alla fine del periodo (n.) ^{(2) (3)}						32.213	30.259	62.472	33.040	34.874	67.914	

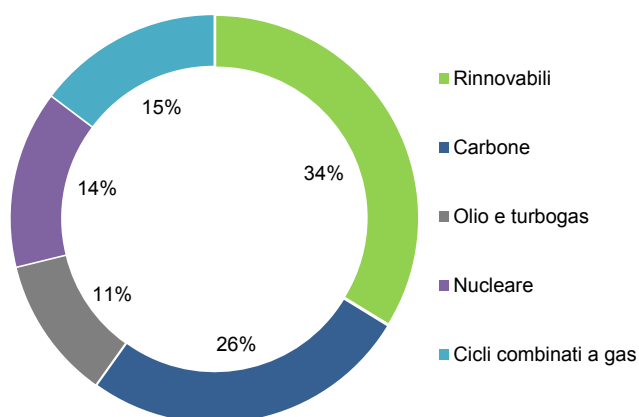
(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Include 53 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2016 (4.301 unità al 31 dicembre 2015).

(3) Al 31 dicembre 2015.

L'**energia netta prodotta da Enel** nei primi nove mesi del 2016 registra un decremento di 18,5 TWh rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2015 (-8,7%). In particolare, il calo risente della minor produzione termoelettrica e nucleare per complessivi 16,5 TWh, di cui 10,4 TWh all'estero, a cui si aggiunge la riduzione della generazione da fonti rinnovabili che pur disponendo di un parco impianti aumentato per potenza, ha scontato la scarsa idraulicità del periodo in Italia e la siccità rilevata in alcuni Paesi latinoamericani. Infine, si segnala che il 33,7% dell'energia netta prodotta da Enel nei primi nove mesi del 2016 è da fonte rinnovabile (31,8% nei primi nove mesi del 2015).

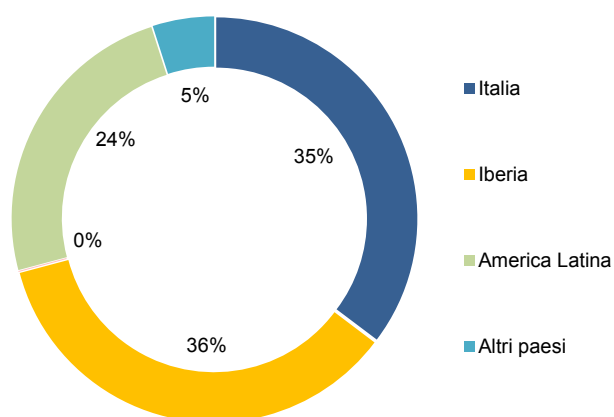
Energia elettrica netta prodotta per fonte (primi nove mesi del 2016)



L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** nei primi nove mesi del 2016 è pari a 319,7 TWh, in calo di 2,6 TWh (-0,8%), con un andamento generalizzato in tutti i Paesi a eccezione di Cile, Argentina, Spagna e Romania.

L'**energia venduta da Enel** nei primi nove mesi del 2016 è pari a 198,7 TWh e registra rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente un incremento di 3,7 TWh (+1,9%), particolarmente concentrato in Italia (+4,2 TWh).

Energia elettrica venduta per area geografica (primi nove mesi del 2016)



Il **gas venduto** nei primi nove mesi del 2016 è pari a 7,4 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,7 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 settembre 2016 è pari a 62.472 dipendenti, di cui circa il 48,4% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione, pari a 5.442 unità, è riferibile parzialmente al saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (-1.036 unità) e in maggior parte alle variazioni di perimetro (-4.406 unità) tra cui si segnala il deconsolidamento di Slovenské elektrárne e delle sue controllate avvenuto a fine luglio 2016.

N.

	al 30.09.2016	al 31.12.2015 restated
Italia	29.565	30.374
Iberia	9.846	10.225
America Latina	12.755	12.802
Europa e Nord Africa ⁽¹⁾	6.082	10.367
Nord e Centro America	884	810
Africa Sub-Sahariana e Asia	180	120
Altro, elisioni e rettifiche	3.160	3.216
Totale	62.472	67.914

⁽¹⁾ Include 53 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2016 (4.301 unità al 31 dicembre 2015).

Risultati economici del Gruppo

3° trimestre				Milioni di euro		Primi nove mesi			
2016	2015	Variazioni				2016	2015	Variazioni	
17.309	18.366	(1.057)	-5,8%	Totale ricavi		51.459	55.998	(4.539)	-8,1%
13.336	14.068	(732)	-5,2%	Totale costi		39.319	43.915	(4.596)	-10,5%
(16)	(98)	82	83,7%	Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value		(130)	78	(208)	-
3.957	4.200	(243)	-5,8%	Margine operativo lordo		12.010	12.161	(151)	-1,2%
1.478	2.976	(1.498)	-50,3%	Ammortamenti e impairment		4.321	5.853	(1.532)	-26,2%
2.479	1.224	1.255	-	Risultato operativo		7.689	6.308	1.381	21,9%
625	214	411	-	Proventi finanziari		3.166	2.924	242	8,3%
1.275	935	340	36,4%	Oneri finanziari		5.343	4.922	421	8,6%
(650)	(721)	71	9,8%	Totale proventi/(oneri) finanziari netti		(2.177)	(1.998)	(179)	-9,0%
15	28	(13)	-	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		67	36	31	86,1%
1.844	531	1.313	-	Risultato prima delle imposte		5.579	4.346	1.233	28,4%
562	238	324	-	Imposte		1.705	1.424	281	19,7%
1.282	293	989	-	Risultato delle continuing operations		3.874	2.922	952	32,6%
-	-	-	-	Risultato delle discontinued operations		-	-	-	-
1.282	293	989	-	Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		3.874	2.922	952	32,6%
923	256	667	-	Quota di interessenza del Gruppo		2.757	2.089	668	32,0%
359	37	322	-	Quota di interessenza di terzi		1.117	833	284	34,1%

Ricavi

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
10.765	11.928	(1.163)	-9,8%	Vendita energia elettrica	31.342	34.979	(3.637)	-10,4%
2.477	2.328	149	6,4%	Trasporto energia elettrica	7.164	6.993	171	2,4%
111	199	(88)	-44,2%	Corrispettivi da gestori di rete	370	597	(227)	-38,0%
544	331	213	64,4%	Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.074	935	139	14,9%
602	583	19	3,3%	Vendita gas	2.751	2.875	(124)	-4,3%
70	66	4	6,1%	Trasporto gas	390	358	32	8,9%
174	-	174	-	Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	348	184	164	89,1%
-	29	(29)	-	Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	4	74	(70)	-94,6%
2.566	2.902	(336)	-11,6%	Altri servizi, vendite e proventi diversi	8.016	9.003	(987)	-11,0%
17.309	18.366	(1.057)	-5,8%	Totale	51.459	55.998	(4.539)	-8,1%

Nei primi nove mesi del 2016 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 31.342 milioni di euro (10.765 nel terzo trimestre 2016), con un decremento di 3.637 milioni di euro (1.163 nel terzo trimestre 2016) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-10,4% nei primi nove mesi e -9,8% nel terzo trimestre 2016). Tale decremento è sostanzialmente da collegare ai seguenti fattori:

- > riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 1.636 milioni di euro (878 milioni di euro nel terzo trimestre 2016), principalmente per i minori volumi in un regime di prezzi decrescenti su mercati borsistici italiani (in particolare nei confronti del GME); a tali effetti si associano i minori ricavi connessi al deconsolidamento di Slovenské elektrárne avvenuto a fine luglio 2016;
- > minori ricavi da vendita sui mercati finali per 1.077 milioni di euro (108 milioni di euro nel terzo trimestre 2016) principalmente ascrivibile ai mercati maturi, italiano e spagnolo. In particolare, nel mercato spagnolo l'effetto delle maggiori quantità vendute è stato più che compensato dalla riduzione dei prezzi medi di vendita. A tal fenomeno si aggiunge il calo dei ricavi in America Latina che sconta l'effetto del deprezzamento delle valute locali nei confronti dell'euro, in particolar modo in Colombia e Brasile;
- > diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 924 milioni di euro (177 milioni di euro nel terzo trimestre 2016), conseguente all'effetto combinato della riduzione dei volumi intermediati e dei prezzi medi.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano nei primi nove mesi del 2016 a 7.164 milioni di euro, con un incremento di 171 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2015, mentre nel terzo trimestre 2016 sono pari a 2.477 milioni di euro, registrando un incremento di 149 milioni di euro. Tale incremento è prevalentemente concentrato in Italia, dove le maggiori quantità trasportate a servizio del mercato libero hanno più che compensato la riduzione dei volumi sul mercato regolato e delle tariffe di distribuzione.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nei primi nove mesi del 2016 a 1.074 (935 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015) e si incrementano di 139 milioni di euro (213 milioni di euro nel terzo trimestre 2016) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare i maggiori contributi sono principalmente dovuti ai maggiori incentivi ricevuti come "feed-in premium" (ex certificati verdi) delle società di generazione da fonte rinnovabile in Italia. Tale effetto è in parte ridotto dalla minore compensazione ricevuta sul sistema elettrico spagnolo per la generazione nelle aree insulari a seguito dei minori costi di approvvigionamento dei combustibili.

I ricavi per **vendita di gas** nei primi nove mesi del 2016 sono pari a 2.751 milioni di euro con un decremento di 124 milioni di euro (-4,3%), mentre nel terzo trimestre 2016 sono pari a 602 milioni di euro, e si incrementano di 19 milioni di euro (+3,3%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La riduzione dei primi nove mesi dei due esercizi a confronto risente essenzialmente dei minori prezzi medi di vendita rilevati nell'Area Iberia.

I ricavi per **trasporto di gas** nei primi nove mesi del 2016 sono pari a 390 milioni di euro (70 milioni di euro nel terzo trimestre 2016), con un incremento di 32 milioni di euro nei nove mesi (+8,9%) soprattutto a seguito delle maggiori quantità vettorate.

Le **plusvalenze da alienazione di società** nei primi nove mesi del 2016 sono pari a 348 milioni di euro (184 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015) e sono prevalentemente riferibili a:

- > la plusvalenza relativa alla cessione di GNL Quintero (società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20%) nel terzo trimestre per 171 milioni di euro;
- > la plusvalenza di 124 milioni di euro derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel, avvenuta nel primo trimestre 2016;
- > la plusvalenza relativa alla cessione di Compostilla RE (19 milioni di euro), avvenuta nei primi nove mesi del 2016;
- > la rettifica positiva di prezzo di 30 milioni di euro rilevata per la cessione di ENEOP, avvenuta a fine 2015.

Nei primi nove mesi del 2015 la voce accoglieva principalmente le plusvalenze derivanti dalle cessioni di SE Hydropower (141 milioni di euro) e di SF Energy (15 milioni di euro).

I proventi da **rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** nei primi nove mesi del 2016 ammontano a 4 milioni di euro (74 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015). In particolare, i proventi relativi al 2016 si riferiscono all'adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività del Gruppo a seguito della perdita del controllo avvenuta con la cessione, in data 1° maggio 2016 del 65%, di Drift Sand Wind Project. I proventi relativi ai primi nove mesi del 2015 si riferivano 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 di 3Sun (45 milioni di euro) e di ENEOP (29 milioni di euro).

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nei primi nove mesi del 2016 a 8.016 milioni di euro (9.003 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente), mentre nel terzo trimestre 2016, sono pari a 2.566 milioni di euro (2.902 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) con un decremento di 987 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015 (-11,0%) e di 336 milioni di euro (-11,6%) rispetto al terzo trimestre 2015.

La variazione dei primi nove mesi è dovuta principalmente a:

- > minori ricavi per vendite e contributi ricevuti relativi a certificati ambientali per 671 milioni di euro, connessi principalmente alla riduzione delle attività di negoziazione e alla rilevazione, nei primi nove mesi del 2015, di ricavi da vendita e misurazione al fair value di certificati ambientali (173 milioni di euro) in base al Regolamento UE n. 389/2013;
- > minori ricavi per 236 milioni di euro, a seguito dei contributi ricevuti nei primi nove mesi del 2015 in Argentina per l'adozione della *Resolución* n. 32/2015;
- > la rilevazione nei primi nove mesi del 2015 del negative goodwill emergente dall'acquisizione di 3Sun per 87 milioni di euro;
- > la rilevazione nei primi nove mesi del 2016 di aggiustamenti prezzo positivi relativi alle acquisizioni di Parque Talinay Oriente in Cile (per 19 milioni di euro) e di Stipa Nayaá in Messico (per 19 milioni di euro), perfezionatesi entrambe nel corso del 2012.

Costi

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
4.816	5.627	(811)	-14,4%	Acquisto di energia elettrica	13.508	16.505	(2.997)	-18,2%
1.218	1.523	(305)	-20,0%	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.279	4.339	(1.060)	-24,4%
1.843	2.269	(426)	-18,8%	Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	6.536	7.345	(809)	-11,0%
282	194	88	45,4%	Materiali	789	864	(75)	-8,7%
1.089	1.126	(37)	-3,3%	Costo del personale	3.321	3.464	(143)	-4,1%
3.726	3.569	157	4,4%	Servizi e godimento beni di terzi	11.128	11.025	103	0,9%
741	107	634	-	Altri costi operativi	1.858	1.365	493	36,1%
(379)	(347)	(32)	-9,2%	Costi capitalizzati	(1.100)	(992)	(108)	-10,9%
13.336	14.068	(732)	-5,2%	Totale	39.319	43.915	(4.596)	-10,5%

I costi per **acquisto di energia elettrica** subiscono un decremento nei primi nove mesi del 2016 di 2.997 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2015 (811 milioni di euro nel terzo trimestre 2016) corrispondente a una riduzione del 18,2% (-14,4% nei due trimestri a confronto). In entrambi i periodi di riferimento, tale andamento riflette l'effetto dei minori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri (2.339 milioni di euro nei primi nove mesi e 439 milioni di euro nel terzo trimestre 2016) e dei minori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica (626 milioni di euro nei primi nove mesi 337 milioni di euro nel terzo trimestre 2016).

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi ai primi nove mesi del 2016 sono pari a 3.279 milioni di euro, registrando un decremento di 1.060 milioni di euro (-24,4%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nel terzo trimestre 2016 ammontano a 1.218 milioni di euro, rilevando un decremento di 305 milioni di euro (-20,0%) sostanzialmente riconducibile al ridotto fabbisogno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente conseguente al minor utilizzo degli impianti da fonte convenzionale.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 6.536 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016 (1.843 milioni di euro nel terzo trimestre 2016), con un decremento di 809 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015 e di 426 milioni di euro rispetto al valore del terzo trimestre del 2015. Tale variazione riflette il calo dei prezzi medi delle commodity e i benefici riconosciuti in seguito alla chiusura degli accordi delle Price Review relative a taluni contratti di fornitura di gas (311 milioni di euro).

I costi per **materiali** ammontano nei primi nove mesi del 2016 a 789 milioni di euro, con un decremento di 75 milioni di euro e a 282 milioni di euro nel terzo trimestre 2016, con un incremento di 88 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Il decremento registrato nei primi nove mesi è dovuto principalmente al termine dell'operatività sui certificati verdi e a una sensibile riduzione delle attività di trading di EUAs e di CERs.

Il **costo del personale** nei primi nove mesi del 2016 è pari a 3.321 milioni di euro, registrando un decremento di 143 milioni di euro (-4,1%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Nel terzo trimestre del 2016, il costo è pari a 1.089 milioni di euro, con un decremento di 37 milioni di euro (-3,3%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. In entrambi i periodi, il costo beneficia della riduzione delle consistenze medie in Italia e Spagna, anche per effetto dei meccanismi di esodo incentivato introdotti negli esercizi precedenti e tuttora in fase di attuazione. A tali effetti si associa il minor costo dovuto al deconsolidamento del gruppo Slovenské elektrárne.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2016 è pari a 62.472 dipendenti, di cui 30.259 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2016 si decrementa di 5.442 unità, per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-1.036 unità) e delle variazioni di perimetro (-4.406 unità) sostanzialmente riconducibili al deconsolidamento delle società slovacche. La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2015 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2015	67.914
Assunzioni	2.699
Cessazioni	(3.735)
Variazioni di perimetro	(4.406)
Consistenza al 30 settembre 2016	62.472

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nei primi nove mesi del 2016 ammontano a 11.128 milioni di euro, con un incremento di 103 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2015, mentre nel terzo trimestre 2016 sono pari a 3.726 milioni di euro, registrando un incremento di 157 milioni di euro rispetto al terzo trimestre del 2015. L'andamento nei due periodi di riferimento è legato principalmente ai maggiori costi per vettoriamenti passivi in parte compensati dall'effetto cambio, in particolare in America Latina, che ne ha ridotto i relativi costi.

Gli **altri costi operativi** nei primi nove mesi del 2016 ammontano a 1.858 milioni di euro con un incremento di 493 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2015, mentre nel terzo trimestre 2016 ammontano a 741 milioni di euro, registrando un incremento di 634 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

L'incremento registrato nei primi nove mesi risente essenzialmente:

- > del rilascio del fondo smaltimento combustibile nucleare in Slovacchia per 550 milioni di euro effettuato nel terzo trimestre 2015 a esito dello studio elaborato da esperti indipendenti anche alla luce della modificata normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco, il quale ha approvato una nuova strategia per il "back end" del combustibile nucleare esausto;
- > delle minusvalenze rilevate nel terzo trimestre 2016 in America Latina a seguito della rinuncia ai diritti di sfruttamento idrico per sei progetti di sviluppo, in seguito all'analisi della loro redditività e del loro impatto socioeconomico. In particolare, si tratta dei progetti Puelo, Futaleufú, Bardón, Chillán 1 e 2 e Huechún in Cile (per 163 milioni di euro) e Curibamba in Perù (per 18 milioni di euro);
- > dell'incremento degli oneri per certificati ambientali per 77 milioni di euro, dovuto principalmente all'incremento dell'onere per le emissioni inquinanti (connesso a un aumento del costo unitario delle quote parzialmente compensato dalla riduzione delle emissioni) e all'aumento degli oneri per certificati di efficienza energetica derivante dai maggiori volumi acquistati, solo parzialmente compensati dalla riduzione degli oneri per certificati verdi relativo all'eliminazione, in Italia, dell'obbligo dei certificati verdi a carico della generazione termoelettrica;
- > dei minori oneri per imposte e tasse per 211 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a:
 - minori imposte sulla generazione in Spagna riferibili alla legge n. 15/2012 per 92 milioni di euro in correlazione al calo delle quantità prodotte;
 - l'eliminazione per incostituzionalità della tassa sulla generazione nucleare nella regione spagnola della Catalogna per 78 milioni di euro;
 - la riduzione di imposte di natura ambientale di alcune regioni e in Italia per minori imposte locali sugli immobili anche a seguito di alcune modifiche normative circa la tassazione degli impianti industriali;
- > dei minori oneri (56 milioni di euro) conseguenti all'effetto combinato dell'accantonamento effettuato nei primi nove mesi del 2015 e il successivo rilascio effettuato nei primi nove mesi del 2016 (per 28 milioni di euro) relativamente agli obblighi per la realizzazione e sviluppo della centrale idroelettrica portoghese di Girabolhos;

- > dei minori oneri (57 milioni di euro) per i costi per rimborsi spettanti ai clienti per le interruzioni estese in Italia che nel 2015 risentivano di alcuni fenomeni di maltempo particolarmente diffusi.

Nei primi nove mesi del 2016 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.100 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre del 2016 sono pari a 379 milioni di euro con un incremento di circa 108 milioni di euro. Tale incremento è sostanzialmente relativo alle attività di infrastrutture e reti in Italia e alla generazione da fonte rinnovabile all'estero.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono negativi per 130 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016 (positivi per 78 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e negativi per 16 milioni di euro nel terzo trimestre del 2016 (negativi per 98 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2015).

In particolare, gli oneri netti relativi ai primi nove mesi del 2016 sono sostanzialmente riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 44 milioni di euro, più che compensati dagli oneri netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere al 30 settembre 2016 pari a 174 milioni di euro.

Gli **ammortamenti e impairment** nei primi nove mesi del 2016 sono pari a 4.321 milioni di euro, registrando un decremento di 1.532 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2016 sono pari a 1.478 milioni di euro, con un decremento di 1.498 milioni di euro. Il decremento rilevato nei primi nove mesi del 2016 è sostanzialmente riferibile a:

- > i minori impairment rilevati su attività materiali e immateriali per 1.541 milioni di euro. In particolare, tale voce nei primi nove mesi del 2016 include per 39 milioni di euro e per 52 milioni di euro l'adeguamento al presumibile valore di cessione rispettivamente degli asset in fase di sviluppo nell'Upstream Gas in Algeria (licenza Isarene) e degli asset di Marcinelle Energie, mentre nei primi nove mesi del 2015 includeva gli impairment 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;
- > la riduzione degli ammortamenti per 13 milioni di euro, che risente dell'effetto delle sopracitate perdite di valore rilevate nel corso del 2015, dell'effetto cambi, nonché del deconsolidamento di Slovenské elektrárne, i cui effetti sono parzialmente compensati dall'entrata nel processo di ammortamento di alcuni impianti, in particolar modo di generazione da fonti rinnovabili;
- > i maggiori adeguamenti netti sul valore di crediti commerciali per 22 milioni di euro.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2016 ammonta a 7.689 milioni di euro, con un incremento di 1.381 milioni di euro (+21,9%), mentre nel terzo trimestre 2016 si attesta a 2.479 milioni di euro, con un incremento di 1.255 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio.

Gli **oneri finanziari netti** subiscono un incremento di 179 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016 e un decremento di 71 milioni di euro nel terzo trimestre 2016.

Nello specifico la variazione è da ricondursi principalmente a:

- > maggiori oneri netti su derivati per 1.929 milioni di euro, solo parzialmente compensati dalle differenze positive nette su cambi per 1.873 milioni di euro;
- > minori interessi passivi netti per 116 milioni di euro, prevalentemente a seguito della riduzione dell'indebitamento finanziario medio;
- > maggiori oneri da attualizzazione dei fondi rischi e oneri per complessivi 112 milioni di euro, da riferire prevalentemente al fondo incentivo all'esodo (+72 milioni di euro) e agli altri fondi per rischi e oneri futuri (68 milioni di euro) dovuto essenzialmente agli effetti della Risoluzione ENRE n. 1/2016 su alcune multe regolatorie comminate in Argentina. Tale effetto è compensato per circa 21 milioni di euro dai minori oneri di attualizzazione sui benefici ai dipendenti;

- > decremento degli altri proventi per 107 milioni di euro, sostanzialmente relativi alla rilevazione effettuata nei primi nove mesi del 2015 dei proventi connessi a 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 (78 milioni di euro), agli interessi rilevati nei primi nove mesi del 2015 sul rimborso dell'ecotassa nella regione di Estremadura in Spagna (10 milioni di euro).

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi nove mesi del 2016 è positiva per complessivi 67 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2016 è positiva per 15 milioni di euro.

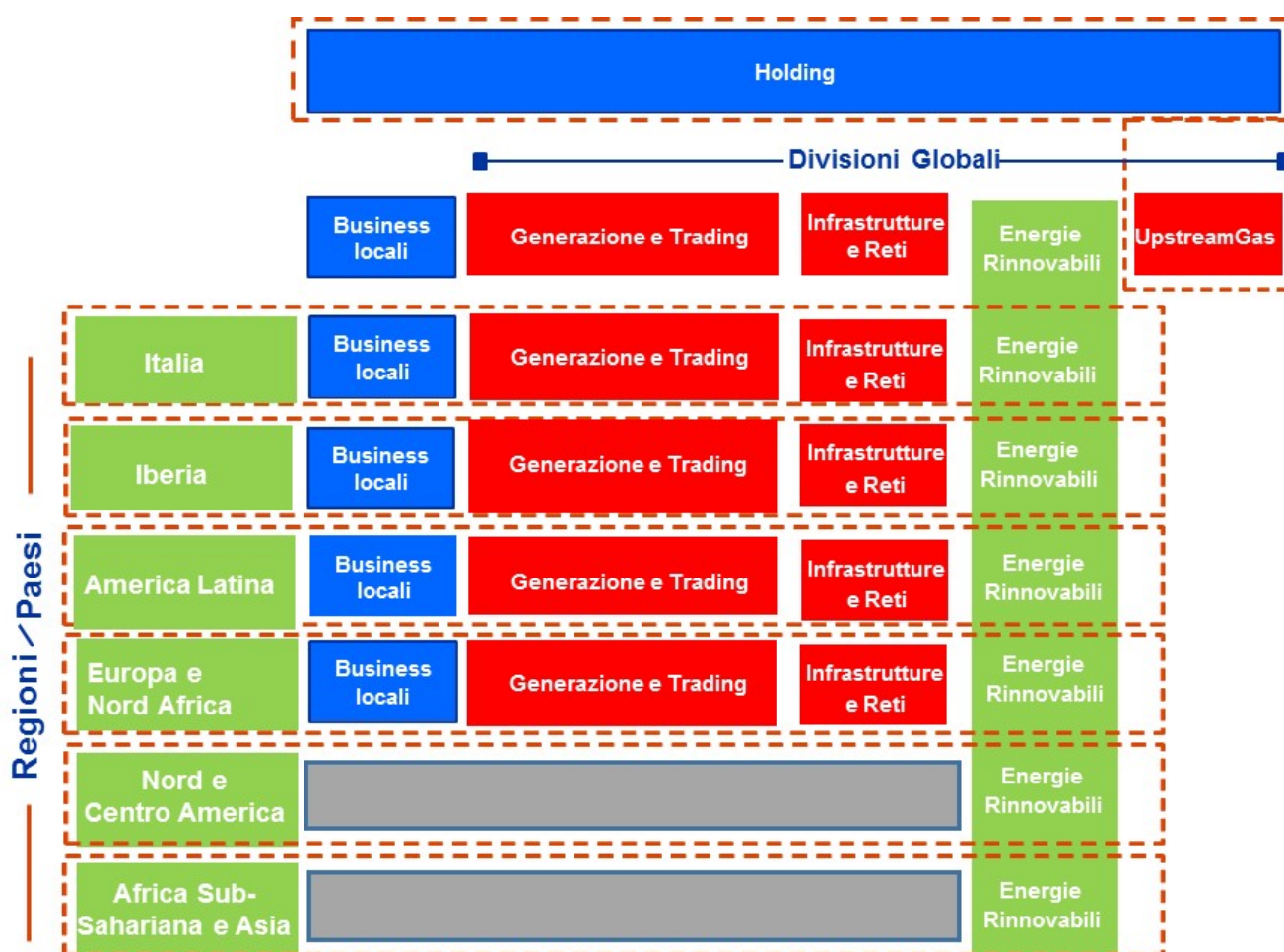
Le **imposte** dei primi nove mesi del 2016 ammontano a 1.705 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 30,6% (a fronte di un'incidenza del 32,8% nei primi nove mesi del 2015), mentre l'onere fiscale del terzo trimestre 2016 è stimato pari a 562 milioni di euro. La minore incidenza fiscale dei primi nove mesi del 2016 rispetto a quella dello stesso periodo dell'esercizio precedente è da riferire alla riduzione dell'aliquota fiscale in Spagna, in parte compensata dal diverso peso nei due periodi a confronto di alcuni elementi reddituali, derivanti da operazioni straordinarie, assoggettati a un regime di sostanziale esenzione (c.d. "regime PEX").

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.

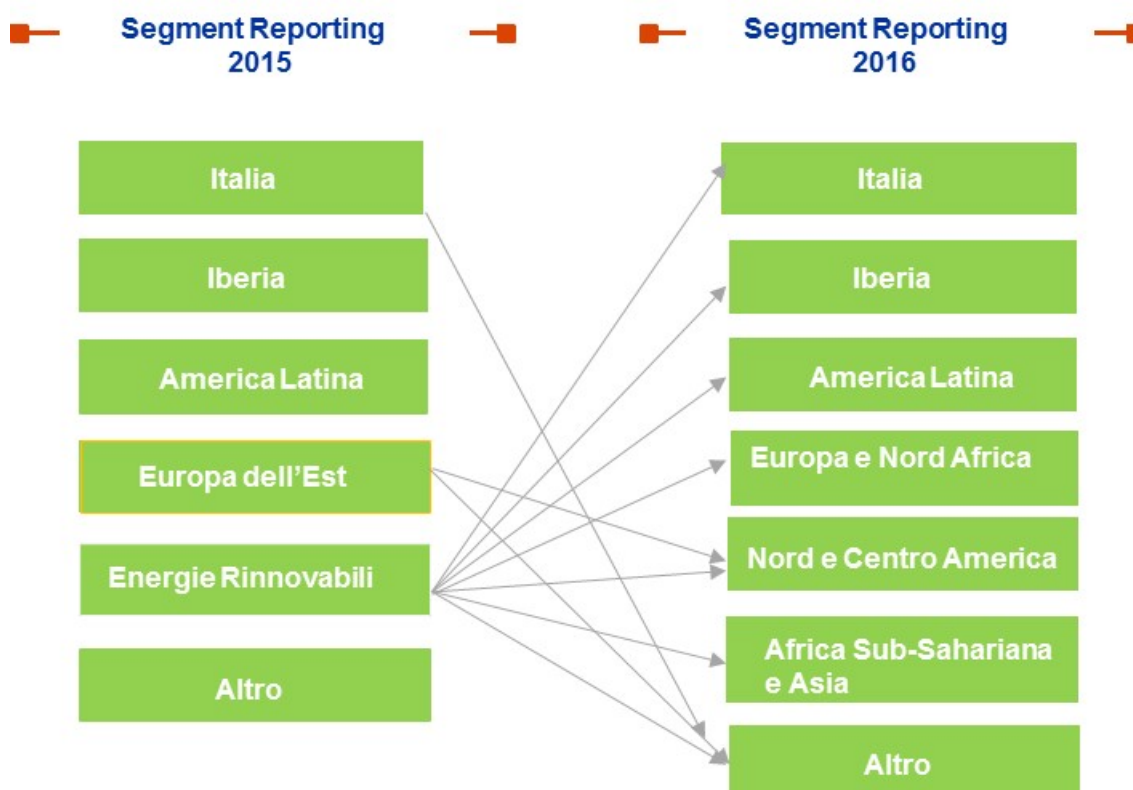
In particolare, tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach", l'avvento della nuova organizzazione ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dal 30 settembre 2016. 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. 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 a 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.



Il nuovo modello organizzativo, che continua a essere basato su una struttura matriciale articolata in Divisioni prevede, come novità principali, l'integrazione delle varie società appartenenti al Gruppo Enel Green Power nelle varie divisioni per area geografica, includendo funzionalmente anche le attività idroelettriche (c.d. "Large Hydro") che formalmente sono, tuttora, in capo alle società di generazione termoelettrica, e una nuova definizione delle aree geografiche (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, America Latina, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia, Central/Holding). Inoltre, la nuova struttura di business è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica e Trading, Infrastrutture e Reti, Rinnovabili, Retail, Servizi e Holding.

Il nuovo modello organizzativo ha comportato, quindi, per il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2016, 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 rideterminati, con riferimento ai primi nove mesi e al terzo trimestre del 2015, per assicurarne la piena confrontabilità.



Risultati per area di attività del terzo trimestre 2016 e 2015

Terzo trimestre 2016 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	8.600	4.863	2.818	742	210	9	67	17.309
Ricavi intersettoriali	86	14	-	29	-	-	(129)	-
Totale ricavi	8.686	4.877	2.818	771	210	9	(62)	17.309
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(38)	23	4	(5)	(1)	-	1	(16)
Margine operativo lordo	1.766	997	882	188	143	6	(25)	3.957
Ammortamenti e impairment	524	461	290	101	83	9	10	1.478
Risultato operativo	1.242	536	592	87	60	(3)	(35)	2.479

(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 2015 restated ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	9.398	5.050	2.606	1.130	195	-	(13)	18.366
Ricavi intersettoriali	265	49	6	75	-	-	(395)	-
Totale ricavi	9.663	5.099	2.612	1.205	195	-	(408)	18.366
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	6	(84)	(1)	(17)	(1)	-	(1)	(98)
Margine operativo lordo	1.574	898	897	767	129	(7)	(58)	4.200
Ammortamenti e impairment	513	451	240	1.708	55	1	8	2.976
Risultato operativo	1.061	447	657	(941)	74	(8)	(66)	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.

Risultati per area di attività dei primi nove mesi del 2016 e del 2015

Primi nove mesi 2016 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	25.841	14.002	7.906	2.929	671	18	92	51.459
Ricavi intersettoriali	494	46	17	146	1	-	(704)	-
Totale ricavi	26.335	14.048	7.923	3.075	672	18	(612)	51.459
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(145)	22	4	(13)	(1)	-	3	(130)
Margine operativo lordo	5.445	2.970	2.612	609	470	7	(103)	12.010
Ammortamenti e impairment	1.621	1.340	773	283	211	12	81	4.321
Risultato operativo	3.824	1.630	1.839	326	259	(5)	(184)	7.689
Investimenti	1.170	646	1.994	144 ⁽²⁾	989	253	20 ⁽³⁾	5.216

(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 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 5 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primi nove mesi 2015 restated⁽¹⁾

Millioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	28.446	15.369	8.115	3.423	631	2	12	55.998
Ricavi intersettoriali	759	105	10	235	2	1	(1.112)	-
Totale ricavi	29.205	15.474	8.125	3.658	633	3	(1.100)	55.998
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	110	(16)	(4)	(14)	(1)	-	3	78
Margine operativo lordo	5.266	2.978	2.388	1.230	435	(7)	(129)	12.161
Ammortamenti e impairment	1.624	1.348	763	1.917	177	1	23	5.853
Risultato operativo	3.642	1.630	1.625	(687)	258	(8)	(152)	6.308
Investimenti	1.135 ⁽²⁾	585	2.112	145 ⁽³⁾	479	200	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".

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

Milioni di euro	Business locali						Divisioni globali												Altro			Totale		
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading			Infrastrutture e Reti			Energie Rinnovabili											
	Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi			Primi nove mesi											
	2016	2015 restated	Var.	2016	2015 restated	Var.	2016	2015 restated	Var.	2016	2015 restated	Var.	2016	2015 restated	Var.	2016	2015 restated	Var.						
Italia	1.373	971	402	81	114	(33)	524	276	248	2.670	2.726	(56)	797	1.179	(382)	-	-	-	5.445	5.266	179			
Iberia	592	477	115	9	62	(53)	668	730	(62)	1.393	1.362	31	308	347	(39)	-	-	-	2.970	2.978	(8)			
America Latina	-	-	-	(76)	(53)	(23)	564	224	340	1.042	1.035	7	1.082	1.182	(100)	-	-	-	2.612	2.388	224			
Argentina	-	-	-	-	-	-	61	48	13	123	97	26	19	27	(8)	-	-	-	203	172	31			
Brasile	-	-	-	(25)	(24)	(1)	55	35	20	292	300	(8)	144	113	31	-	-	-	466	424	42			
Cile	-	-	-	(51)	(29)	(22)	350	2	348	186	187	(1)	405	509	(104)	-	-	-	890	669	221			
Colombia	-	-	-	-	-	-	30	32	(2)	296	310	(14)	421	424	(3)	-	-	-	747	766	(19)			
Perù	-	-	-	-	-	-	68	107	(39)	145	141	4	87	110	(23)	-	-	-	300	358	(58)			
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	(1)	7	-	-	-	6	(1)	7			
Europa e Nord Africa	31	17	14	1	2	(1)	309	913	(604)	173	200	(27)	95	98	(3)	-	-	-	609	1.230	(621)			
Romania	33	19	14	1	2	(1)	4	-	4	173	200	(27)	55	60	(5)	-	-	-	266	281	(15)			
Russia	-	-	-	-	-	-	126	119	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126	119	7			
Slovacchia	-	(1)	1	-	-	-	191	790	(599)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	191	789	(598)			
Altri Paesi	(2)	(1)	(1)	-	-	-	(12)	4	(16)	-	-	-	40	38	2	-	-	-	26	41	(15)			
Nord e Centro America	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	470	435	35	-	-	-	470	435	35			
Stati Uniti e Canada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	322	257	65	-	-	-	322	257	65			
Messico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65	34	31	-	-	-	65	34	31			
Panama	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	105	(36)	-	-	-	69	105	(36)			
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	39	(25)	-	-	-	14	39	(25)			
Africa Sub-Sahariana e Asia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	(7)	14	-	-	-	7	(7)	14			
Sudafrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(7)	4	-	-	-	(3)	(7)	4			
India	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	10	-	-	-	10	-	10			
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Altro	-	-	-	-	-	-	(26)	(12)	(14)	-	-	-	(37)	(36)	(1)	(40)	(81)	41	(103)	(129)	26			
Totale	1.996	1.465	545	15	125	(134)	2.039	2.131	(356)	5.278	5.323	(65)	2.722	3.198	(530)	(40)	(81)	41	12.010	12.161	(499)			

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
9.188	11.853	(2.665)	-22,5%	Termoelettrica	26.479	32.614	(6.135)	-18,8%
3.959	4.466	(507)	-11,4%	Idroelettrica	12.530	14.562	(2.032)	-14,0%
1.449	1.445	4	0,3%	Geotermoelettrica	4.384	4.321	63	1,5%
208	189	19	10,1%	Eolica	973	880	93	10,6%
39	56	(17)	-30,4%	Altre fonti	89	142	(53)	-37,3%
14.843	18.009	(3.166)	-17,6%	Totale produzione netta	44.455	52.519	(8.064)	-15,4%

Nei primi nove mesi del 2016, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 44.455 milioni di kWh (14.843 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016), registrando un decremento del 15,4% (-17,6% nel terzo trimestre 2016 rispetto all'analogo periodo del 2015) pari a 8.064 milioni di kWh. In uno scenario che ha penalizzato la generazione idroelettrica (con una riduzione di 2.032 milioni di kWh prevalentemente riferibile alle condizioni di idraulicità dei bacini e degli impianti fluenti), il parco impianti termoelettrico di proprietà Enel ha evidenziato un calo della produzione per 6.135 milioni di kW, scontando un generale minor utilizzo, in particolare dell'impianto di Brindisi Sud a seguito delle attività di manutenzione effettuate nel periodo.

Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2016.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
36	0,4%	84	0,6%	(48) -57,1%	81	0,3%	243	0,7% (162) -66,7%
2.810	28,4%	2.571	19,9%	239 9,3%	6.373	22,2%	5.987	17,0% 386 6,4%
6.859	69,5%	10.192	78,7%	(3.333) -32,7%	21.674	75,9%	28.683	81,4% (7.009) -24,4%
170	1,7%	103	0,8%	67 65,0%	445	1,6%	330	0,9% 115 34,8%
9.875	100,0%	12.950	100,0%	(3.075) -23,7%	28.573	100,0%	35.243	100,0% (6.670) -18,9%

La produzione termoelettrica lorda nei primi nove mesi del 2016 si attesta a 28.573 milioni di kWh (9.875 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016), registrando un decremento di 6.670 milioni di kWh (-18,9%) rispetto ai primi nove mesi del 2015 (-23,7% nel terzo trimestre 2016). Tale decremento ha riguardato prevalentemente il carbone a seguito del sopracitato fermo dell'impianto di Brindisi Sud per attività di manutenzione solo parzialmente compensato dal maggior utilizzo di gas naturale.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
57.494	60.792	(3.298)	-5,4%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	167.340	170.994	(3.654)	-2,1%

(1) Il dato del 2015 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nei primi nove mesi del 2016 registra un decremento di 3.654 milioni di kWh (-2,1%) passando da 170.994 milioni di kWh dei primi nove mesi del 2015 a 167.340 milioni di kWh dei primi nove mesi del 2016. Tale variazione è sostanzialmente in linea con la riduzione della domanda di energia elettrica in Italia. Analogο andamento si registra nel terzo trimestre 2016 con un'energia trasportata pari a 57.494 milioni di kWh, con un decremento di 3.298 milioni di kWh (-5,4%) rispetto al medesimo periodo del 2015.

Vendite di energia elettrica

3° trimestre		Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
Mercato libero:								
6.837	7.102	(265)	-3,7%	- clienti mass market	19.665	19.428	237	1,2%
5.139	2.814	2.325	82,6%	- clienti business ⁽¹⁾	14.435	8.063	6.372	79,0%
469	487	(18)	-3,7%	- clienti in regime di salvaguardia	1.611	1.192	419	35,2%
12.445	10.403	2.042	19,6%	Totale mercato libero	35.711	28.683	7.028	24,5%
Mercato regolato:								
11.788	13.319	(1.531)	-11,5%	- clienti in regime di maggior tutela	34.414	37.250	(2.836)	-7,6%
24.233	23.722	511	2,2%	TOTALE	70.125	65.933	4.192	6,4%

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

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2016 è pari a 70.125 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 4.192 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. L'andamento riflette sostanzialmente le maggiori quantità vendute sul mercato libero a seguito dell'incremento, per effetto di nuove politiche commerciali, dei clienti business, che avendo un consumo medio maggiore rispetto ai clienti residenziali, genera il sopracitato incremento pur in un mercato come quello italiano caratterizzato da un calo dei consumi.

Analogο andamento si rileva nel terzo trimestre 2016.

Vendite di gas naturale

3° trimestre				Milioni di m³	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
211	225	(14)	-6,2%	Clienti mass market ⁽¹⁾	1.854	2.371	(517)	-21,8%
235	116	119	-	Clienti business	1.219	422	797	-
446	341	105	30,8%	Totale	3.073	2.793	280	10,0%

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nei primi nove mesi del 2016 è pari a 3.073 milioni di metri cubi (446 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2016), con un incremento di 280 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente riferibile essenzialmente alle vendite a clienti business.

Analogο andamento si rileva nel terzo trimestre 2016.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni		2016	2015 restated	Variazioni	
8.686	9.663	(977)	-10,1%	Ricavi	26.335	29.205	(2.870) -9,8%
1.766	1.574	192	12,2%	Margine operativo lordo	5.445	5.266	179 3,4%
1.242	1.061	181	17,1%	Risultato operativo	3.824	3.642	182 5,0%
Investimenti				1.170	1.135 ⁽¹⁾	35	3,1%

(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 2016.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro		3° trimestre	
	2016	2015 restated	Variazioni
Generazione e Trading	4.453	5.278	(825) -15,6%
Infrastrutture e Reti	1.751	1.791	(40) -2,2%
Rinnovabili	365	482	(117) -24,3%
Mercati finali	3.646	3.681	(35) -1,0%
Servizi	270	262	8 3,1%
Elisioni e rettifiche	(1.799)	(1.831)	32 -1,7%
Totale	8.686	9.663	(977) -10,1%

I **ricavi** del terzo trimestre 2016 ammontano a 8.686 milioni di euro, con un decremento di 977 milioni di euro rispetto al 2015 (-10,1%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 825 milioni di euro (-15,6%) rispetto all'analogo periodo del 2015. Tale decremento è prevalentemente riconducibile:
 - minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 176 milioni di euro, correlati essenzialmente a una riduzione delle quantità intermedie (-2,0 TWh) in un regime di prezzi decrescenti;
 - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 505 milioni di euro da riferirsi prevalentemente alla riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 234 milioni di euro e ai minori ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali per 277 milioni di euro, solo in parte compensati dalle maggiori vendite di energia elettrica alle altre società del Gruppo;
 - minori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO₂ e certificati verdi per complessivi 13 milioni di euro;
- > minori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 40 milioni di euro (-2,2%), principalmente connessi:
 - all'incremento dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (ex Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico) per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 55 milioni di euro) a seguito dei maggiori volumi acquistati e alla crescita del contributo unitario;
 - minori ricavi tariffari per 53 milioni di euro riferibili principalmente alla riduzione delle tariffe di trasmissione, solo in parte compensate dai maggiori ricavi connessi alla modifica regolatoria dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) n. 655/2014 che ha eliminato il cosiddetto "lag regolatorio";

- minori ricavi per 14 milioni di euro a seguito della modifica regolatoria AEEGSI n. 268/2015 che ha abolito il contributo per rischio di inesigibilità a favore delle imprese distributrici per la raccolta degli oneri di sistema, e ha previsto un rafforzamento del sistema di garanzie richiesta nell'ambito del contratto di trasporto;
- minori ricavi per servizi di misura;
- minori ricavi per vendita di contatori elettronici ad altre società del Gruppo all'estero;
- > minori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 117 milioni di euro da riferire prevalentemente alla riduzione dei ricavi da vendita di energia per effetto della minore produzione da fonte idroelettrica;
- > minori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 35 milioni di euro (-1,0%), connessi essenzialmente alla riduzione dei ricavi per 235 milioni di euro rilevata nel mercato regolato a seguito del decremento delle quantità vendute (-1,5 TWh) e del numero dei clienti serviti, solo in pare compensati dai maggiori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 170 milioni di euro, a seguito del maggiori quantità vendute (+2.0 TWh).

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	272	56	216	-
Infrastrutture e Reti	892	919	(27)	-2,9%
Rinnovabili	193	287	(94)	-32,8%
Mercati finali	376	277	99	35,7%
Servizi	33	35	(2)	-5,7%
Totale	1.766	1.574	192	12,2%

Il **margin operativo lordo** del terzo trimestre 2016 si attesta a 1.766 milioni di euro, registrando un incremento di 192 milioni di euro (+12,2%) rispetto ai 1.574 milioni di euro del terzo trimestre 2015. Tale incremento è riconducibile essenzialmente:

- > al maggior margine da **Generazione e Trading** per 216 milioni di euro, da attribuire all'incremento del margine di trading che risente dei benefici ottenuti dalla chiusura degli accordi delle Price Review solo parzialmente compensato dalla 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 27 milioni di euro (-2,9%) sostanzialmente riconducibile al decremento del margine da trasporto di energia elettrica (51 milioni di euro) parzialmente compensato dal rilascio del fondo rischi e oneri a seguito della delibera dell'Antitrust che ha determinato la chiusura del procedimento avviato dall'Autorità garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) nel 2015 e dalla riduzione dei costi operativi;
- > al decremento del margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 94 riferibile agli stessi effetti già citati nei ricavi;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 99 milioni di euro (+35,7%), riferibile principalmente a un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 72 milioni di euro e al mercato regolato dell'energia elettrica per 28 milioni di euro.

Risultato operativo

Milioni di euro		3° trimestre		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	212	(5)	217	-
Infrastrutture e Reti	638	674	(36)	-5,3%
Rinnovabili	128	212	(84)	-39,6%
Mercati finali	243	156	87	55,8%
Servizi	21	24	(3)	-12,5%
Totale	1.242	1.061	181	17,1%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2016, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 524 milioni di euro (513 milioni di euro nell'analogo periodo del 2015), è pari a 1.242 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro		Primi nove mesi		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	13.613	16.015	(2.402)	-15,0%
Infrastrutture e Reti	5.309	5.323	(14)	-0,3%
Rinnovabili	1.329	1.739	(410)	-23,6%
Mercati finali	11.091	11.174	(83)	-0,7%
Servizi	796	761	35	4,6%
Elisioni e rettifiche	(5.803)	(5.807)	4	-0,1%
Totale	26.335	29.205	(2.870)	-9,8%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2016 ammontano a 26.335 milioni di euro, registrando un decremento di 2.870 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2015 (-9,8%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 2.402 milioni di euro (-15,0%) rispetto all'analogo periodo del 2015. Tale decremento è prevalentemente riconducibile a:
 - minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 924 milioni di euro, correlati essenzialmente a una riduzione delle quantità intermedie (-17,0 TWh) in un regime di prezzi decrescenti;
 - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 967 milioni di euro, sostanzialmente relativi alle minori quantità generate. In particolare, la variazione è da riferire principalmente alla riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (485 milioni di euro, a fronte di minori vendite di energia parzialmente compensate da maggiori attività sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento), ai minori ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali (513 milioni di euro), solo in parte compensati dalle maggiori vendite di energia elettrica destinate a coprire i maggiori fabbisogni delle altre società del Gruppo;
 - minori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO₂ e certificati verdi per complessivi 432 milioni di euro, a seguito dei minori volumi intermediati;
 - minori proventi da operazioni straordinarie per 32 milioni di euro, da riferire prevalentemente alla plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel nei primi nove mesi del 2016 (124 milioni di

euro), più che compensata dai proventi relativi alle cessioni di SF Energy e SE Hydropower, effettuate nell'analogo periodo del 2015 (154 milioni di euro).

- > minori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 14 milioni di euro (-0,3%), riferibili sostanzialmente a:
 - minori ricavi tariffari per 116 milioni di euro riferibili principalmente alla riduzione delle tariffe di trasmissione solo in parte compensate dai maggiori ricavi connessi alla modifica regolatoria AEEGSI n. 655/2014 che ha eliminato il cosiddetto "lag regolatorio";
 - minori ricavi per 43 milioni di euro a seguito della modifica regolatori AEEGSI n. 268/2015 che ha abolito il contributo per rischio di inesigibilità a favore delle imprese distributrici per la raccolta degli oneri di sistema, e ha previsto un rafforzamento del sistema di garanzie richiesta nell'ambito del contratto di trasporto;
 - l'incremento dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (ex Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico) per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 112 milioni di euro) a seguito dei maggiori volumi acquistati e alla crescita del contributo unitario;
 - l'aumento dei ricavi per servizi di misura (15 milioni di euro);
 - maggiori ricavi per vendita di contatori elettronici ad altre società del Gruppo all'estero (10 milioni di euro);
- > minori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 410 milioni di euro (-23,6%), principalmente connessi alla riduzione dei ricavi da vendita di energia per effetto della minore produzione da fonte idroelettrica, nonché all'iscrizione nel primo semestre 2015 del badwill e della rimisurazione al fair value relativa all'acquisizione di 3Sun (per complessivi 132 milioni di euro) e di un indennizzo previsto dagli accordi con STM (12 milioni di euro);
- > minori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 83 milioni di euro (-0,7%), connessi essenzialmente:
 - a minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 663 milioni di euro, a seguito del decremento delle quantità vendute (-2,8 TWh) e del numero dei clienti serviti;
 - all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 511 milioni di euro, connesso alle maggiori quantità vendute (+7,0 TWh) solo parzialmente compensato dall'effetto prezzo;
 - ai maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 79 milioni di euro, da riferire prevalentemente alla variazione positiva dei conguagli anni precedenti e all'incremento delle quantità vendute.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	524	276	248	89,9%
Infrastrutture e Reti	2.670	2.726	(56)	-2,1%
Rinnovabili	797	1.179	(382)	-32,4%
Mercati finali	1.373	971	402	41,4%
Servizi	81	114	(33)	-28,9%
Totale	5.445	5.266	179	3,4%

Il **margin operativo lordo** dei primi nove mesi del 2016 si attesta a 5.445 milioni di euro, con un incremento di 179 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015 (+3,4%). In particolare, la variazione è sostanzialmente riferibile:

- > al maggior margine da **Generazione e Trading** per 248 milioni di euro. Se si esclude da tale variazione il diverso contributo nei due periodi delle plusvalenze da cessione citate nei ricavi il margine risulta essere in aumento di 216 milioni di euro, sostanzialmente a seguito:
 - dell'incremento del margine di trading che risente dei benefici ottenuti dalla stipula degli accordi delle Price Review relative a taluni contratti di fornitura di gas (311 milioni di euro);
 - della 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;

- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 56 milioni di euro (-2,1%) sostanzialmente riconducibile:
 - al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 155 milioni di euro, connesso principalmente al già citato effetto della riduzione delle tariffe;
 - al rilascio del fondo rischi e oneri (47 milioni di euro) a seguito della delibera dell'Antitrust che ha determinato la chiusura del procedimento avviato dall'AGCM nel 2015;
 - al maggior margine sui Titoli di Efficienza Energetica per 7 milioni di euro;
 - al maggior margine sui contributi di connessione per 16 milioni di euro;
 - ai minori costi operativi;
- > al minor margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 382 milioni di euro, da riferire prevalentemente agli stessi effetti già citati nei ricavi;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 402 milioni di euro (+41,4%), prevalentemente riferibile a:
 - un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 340 milioni di euro (di cui 233 milioni di euro relativi alla componente elettrica), dovuto all'incremento delle quantità vendute per entrambe le commodity (energia elettrica e gas);
 - un incremento del margine sul mercato regolato dell'energia per 61 milioni di euro da attribuire sostanzialmente alla riduzione dei costi di acquisto di energia elettrica, per effetto del minor numero di clienti serviti e del decremento dei prezzi.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	346	91	255	-
Infrastrutture e Reti	1.914	1.960	(46)	-2,3%
Rinnovabili	594	960	(366)	-38,1%
Mercati finali	925	555	370	66,7%
Servizi	45	76	(31)	-40,8%
Totale	3.824	3.642	182	5,0%

Il **risultato operativo** si attesta a 3.824 milioni di euro e, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 3 milioni di euro, registra un incremento di 182 milioni di euro (+5,0%) rispetto ai 3.642 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2015.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	52	84 ⁽¹⁾	(32)	-38,1%
Infrastrutture e Reti	855	739	116	15,7%
Rinnovabili	188	211	(23)	-10,9%
Mercati finali	54	62	(8)	-12,9%
Servizi	21	39	(18)	-46,2%
Totale	1.170	1.135	35	3,1%

(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 2016 ammontano a 1.170 milioni di euro in aumento di 35 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 116 milioni di euro riferiti principalmente ad attività legate al miglioramento e al mantenimento dei livelli standard di qualità del servizio;
- > minori investimenti di **Generazione e Trading** per 32 milioni di euro;
- > minori investimenti in attività da fonti **Rinnovabili** per 23 milioni di euro riferiti principalmente ai minori investimenti in impianti geotermici e da biomasse;
- > un decremento di 18 milioni di euro relativo ai **Servizi** connesso prevalentemente ai maggiori investimenti rilevati nello stesso periodo del 2015 e relativi allo sviluppo di software.

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
11.079	12.384	(1.305)	-10,5%	Termoelettrica	23.694	30.122	(6.428)	-21,3%
7.141	6.847	294	4,3%	Nucleare	19.983	19.760	223	1,1%
1.241	1.334	(93)	-7,0%	Idroelettrica	6.326	6.066	260	4,3%
742	810	(68)	-8,4%	Eolica	2.757	2.967	(210)	-7,1%
47	55	(8)	-14,5%	Altre fonti	137	164	(27)	-16,5%
20.250	21.430	(1.180)	-5,5%	Totale produzione netta	52.897	59.079	(6.182)	-10,5%

La produzione netta di energia elettrica dell'Area Iberia effettuata nei primi nove mesi del 2016 è pari a 52.897 milioni di kWh, con un decremento di 6.182 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015. Tale decremento trova riscontro prevalentemente in una minore produzione termoelettrica in territorio spagnolo a seguito delle maggiori importazioni a prezzi più bassi dalla Francia, solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione da fonte nucleare e idroelettrica dovuta, quest'ultima, alle migliori condizioni di idraulicità del periodo.

Nel terzo trimestre 2016 la produzione netta è pari a 20.250 milioni di kWh, con un decremento di 1.180 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre						Primi nove mesi					
2016		2015 restated		Variazioni		2016		2015 restated		Variazioni	
1.644	8,6%	1.574	7,8%	70	4,4%	4.688	10,2%	4.255	8,1%	433	10,2%
1.762	9,2%	1.738	8,6%	24	1,4%	3.384	7,4%	3.967	7,6%	(583)	-14,7%
7.283	38,1%	8.760	43,2%	(1.477)	-16,9%	14.166	31,0%	20.560	39,3%	(6.394)	-31,1%
7.454	39,0%	7.154	35,3%	300	4,2%	20.798	45,4%	20.567	39,3%	231	1,1%
975	5,1%	1.049	5,1%	(74)	-7,1%	2.749	6,0%	3.001	5,7%	(252)	-8,4%
19.118	100,0%	20.275	100,0%	(1.157)	-5,7%	45.785	100,0%	52.350	100,0%	(6.565)	-12,5%

La produzione termoelettrica lorda nei primi nove mesi del 2016 è pari a 45.785 milioni di kWh (19.118 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016) e registra un decremento di 6.565 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-1.157 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016). Il decremento ha riguardato quasi tutte le tipologie di combustibile e in particolare il carbone, penalizzato anche da alcune modifiche regolatorie intervenute.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
29.528	28.751	777	2,7%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	82.263	81.510	753	0,9%

(1) Il dato del 2015 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nei primi nove mesi del 2016 è pari a 82.263 milioni di kWh (29.528 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016) e registra un incremento di 753 milioni di kWh (+777 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016).

Vendite di energia elettrica

3° trimestre		Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
25.020	24.155	865	3,6%	Energia venduta da Enel	70.704	69.846	858	1,2%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nei primi nove mesi del 2016 sono pari a 70.704 milioni di kWh (25.020 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016), con un incremento di 858 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2015 (+865 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016) 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), pienamente compensati dai nuovi clienti acquisiti da Endesa Energia (operante nel mercato libero). Tale andamento si rileva soprattutto nel terzo trimestre 2016.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
4.877	5.099	(222)	-4,4%	Ricavi	14.048	15.474	(1.426)	-9,2%
997	898	99	11,0%	Margine operativo lordo	2.970	2.978	(8)	-0,3%
536	447	89	19,9%	Risultato operativo	1.630	1.630	-	-
				Investimenti	646	585	61	10,4%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2016.

Risultati del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro		3° trimestre		
		2016	2015 restated	Variazioni
Generazione e Trading		1.394	1.665	(271) -16,3%
Infrastrutture e Reti		641	644	(3) -0,5%
Rinnovabili		149	176	(27) -15,3%
Mercati finali		3.618	3.942	(324) -8,2%
Servizi		83	58	25 43,1%
Elisioni e rettifiche		(1.008)	(1.386)	378 -27,3%
Totale		4.877	5.099	(222) -4,4%

I **ricavi** del terzo trimestre 2016 sono in decremento di 222 milioni di euro, per effetto di:

- > minori ricavi da **Generazione e Trading** per 271 milioni di euro, prevalentemente connessi al ridotto volume delle vendite di energia elettrica da parte delle società di generazione in regime di prezzi decrescenti;
- > minori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 45 milioni di euro a seguito del calo dei prezzi di vendita e delle quantità vendute;

- > al decremento dei ricavi, pari a 324 milioni di euro, sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto dei minori prezzi medi di vendita della commodity gas, a cui si aggiungono le minori quantità vendute a prezzi medi ridotti sul mercato libero e ancor di più sul mercato regolato dell'energia elettrica;

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	292	244	48	19,7%
Infrastrutture e Reti	442	456	(14)	-3,1%
Rinnovabili	67	83	(16)	-19,3%
Mercati finali	173	94	79	84,0%
Servizi	23	21	2	9,5%
Totale	997	898	99	11,0%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 997 milioni di euro, in incremento di 99 milioni di euro (+11,0%) rispetto all'analogo periodo del 2015, a seguito di:

- > un maggior margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 48 milioni di euro, prevalentemente connesso al miglioramento del margine di generazione sull'area sia peninsulare sia extrapeninsulare;
- > un andamento sostanzialmente in linea del margine su **Infrastrutture e Reti** (pari a 14 milioni di euro) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente;
- > un miglioramento del margine operativo lordo sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto del forte calo dei costi variabili per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e dei combustibili.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	127	91	36	39,6%
Infrastrutture e Reti	250	270	(20)	-7,4%
Rinnovabili	2	15	(13)	-86,7%
Mercati finali	130	53	77	-
Servizi	27	18	9	50,0%
Totale	536	447	89	19,9%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2016, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 461 milioni di euro, è pari a 536 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2015, un incremento di 89 milioni di euro.

Risultati dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	3.427	4.430	(1.003)	-22,6%
Infrastrutture e Reti	1.929	1.953	(24)	-1,2%
Rinnovabili	550	640	(90)	-14,1%
Mercati finali	10.272	11.858	(1.586)	-13,4%
Servizi	216	201	15	7,5%
Elisioni e rettifiche	(2.346)	(3.608)	1.262	-35,0%
Totale	14.048	15.474	(1.426)	-9,2%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2016 registrano un decremento di 1.426 milioni di euro, per effetto di:

- > minori ricavi da **Generazione e Trading** per 1.003 milioni di euro, prevalentemente connessi:
 - ai minori ricavi per vendita di energia elettrica da parte delle società di generazione per 756 milioni di euro a fronte del decremento delle quantità prodotte e in un contesto di prezzi medi di vendita decrescenti; tali ricavi sono in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Divisione e trovano pertanto riscontro anche nelle elisioni;
 - al decremento dei ricavi da vendita e di misurazione al fair value di certificati ambientali per 200 milioni di euro, prevalentemente rilevati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente;
 - minori contributi, per 119 milioni di euro, relativi alle integrazioni tariffarie previste per la generazione nell'area extrapeninsulare, da collegare alla riduzione dei costi dei combustibili;
- > un decremento di 24 milioni di euro dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, principalmente per effetto dei minori contributi di connessione, solo parzialmente compensato dalle maggiori quantità trasportate;
- > minori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 108 milioni di euro, a seguito del decremento dei prezzi medi di vendita; si precisa che gli effetti delle operazioni straordinarie dei periodi in esame si bilanciano, dato che alla rilevazione della rettifica positiva di prezzo (30 milioni di euro) rilevata nel corso del 2016 per la cessione di ENEOP, si contrappone l'adeguamento al loro valore corrente (per 29 milioni di euro) delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo della stessa società;
- > minori ricavi sui **Mercati finali** per 1.586 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei minori prezzi medi di vendita dell'energia elettrica e del gas, solo in parte compensati dall'incremento delle quantità vendute di energia elettrica sul mercato libero.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	668	730	(62)	-8,5%
Infrastrutture e Reti	1.393	1.362	31	2,3%
Rinnovabili	308	347	(39)	-11,2%
Mercati finali	592	477	115	24,1%
Servizi	9	62	(53)	-85,5%
Totale	2.970	2.978	(8)	-0,3%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 2.970 milioni di euro, con un decremento di 8 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2015, a seguito di:

- > un minor margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 62 milioni di euro, prevalentemente connesso:
 - alla minor marginalità sui certificati ambientali per 200 milioni di euro;
 - al miglior margine di generazione sull'area sia peninsulare sia extrapeninsulare. In particolare, il margine nell'Area Iberia risente favorevolmente delle minori imposte riferibili alla legge n. 15/2012 (a seguito del calo delle quantità prodotte) e della sancita incostituzionalità della tassa sulla generazione nucleare in Catalogna;
- > un decremento del margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 39 milioni di euro, dove il calo dei ricavi è parzialmente compensato da alcuni efficientamenti operativi e dall'effetto combinato dell'accantonamento effettuato nei primi nove mesi del 2015 e il successivo rilascio effettuato nei primi nove mesi del 2016 (per 28 milioni di euro) relativamente agli obblighi per la realizzazione e sviluppo della centrale idroelettrica portoghese di Girabolhos;
- > un miglior margine sui **Mercati finali**, pari a circa 115 milioni di euro beneficiando principalmente dei minori costi di approvvigionamento per entrambe le commodity intermedie;
- > un incremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 31 milioni di euro da riferire principalmente ai minori costi operativi che hanno più che compensato la riduzione dei contributi di allacciamento commentata nei ricavi.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	197	271	(74)	-27,3%
Infrastrutture e Reti	816	807	9	1,1%
Rinnovabili	112	135	(23)	-17,0%
Mercati finali	496	364	132	36,3%
Servizi	9	53	(44)	-83,0%
Totale	1.630	1.630	-	-

Il risultato operativo dei primi nove mesi del 2016, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 1.340 milioni di euro (1.348 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015) è pari a 1.630 milioni di euro ed evidenzia un andamento in linea rispetto allo stesso periodo del 2015.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	195	150	45	30,0%
Infrastrutture e Reti	370	383	(13)	-3,4%
Rinnovabili	41	34	7	20,6%
Mercati finali	32	18	14	77,8%
Servizi	8	-	8	-
Totale	646	585	61	10,4%

Gli investimenti ammontano a 646 milioni di euro con un incremento di 61 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti dei primi nove mesi del 2016 si riferiscono soprattutto a impianti di generazione.

America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre					Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni							2016	2015 restated	Variazioni	
7.045	6.067	978	16,1%	Termoelettrica					20.491	19.796	695	3,5%
8.301	9.955	(1.654)	-16,6%	Idroelettrica					24.260	25.738	(1.478)	-5,7%
702	533	169	31,7%	Eolica					1.751	1.269	482	38,0%
235	70	165	-	Altre fonti					509	188	321	-
16.283	16.625	(342)	-2,1%	Totale produzione netta					47.011	46.991	20	-
3.470	3.765	(295)	-7,8%	- di cui Argentina					10.218	11.174	(956)	-8,6%
1.289	1.342	(53)	-3,9%	- di cui Brasile					3.973	4.001	(28)	-0,7%
5.032	5.161	(129)	-2,5%	- di cui Cile					14.761	14.462	299	2,1%
4.180	4.108	72	1,8%	- di cui Colombia					11.355	10.750	605	5,6%
2.262	2.245	17	0,8%	- di cui Perù					6.563	6.601	(38)	-0,6%

La produzione netta effettuata dei primi nove mesi del 2016 è pari a 47.011 milioni di kWh, con un incremento di 20 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015, principalmente a seguito di:

la forte siccità rilevata (soprattutto nel terzo trimestre 2016) che ha compromesso la produzione degli impianti idroelettrici, in particolar modo in Cile e Argentina, favorendo invece la tecnologia termoelettrica;

l'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva tra cui si segnala la centrale idroelettrica colombiana di El Quimbo e l'impianto eolico di Melowind in Uruguay.

Gli effetti negativi relativi alla siccità, come detto, sono stati particolarmente concentrati nel terzo trimestre 2016 con una produzione netta, pari a 16.283 milioni di kWh, che ha evidenziato una riduzione di 342 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre						Milioni di kWh		Primi nove mesi					
2016		2015 restated		Variazioni			2016		2015 restated		Variazioni		
456	6,2%	621	9,7%	(165)	-26,6%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.463	6,8%	1.382	6,7%	81	5,9%	
5.168	69,9%	3.956	61,5%	1.212	30,6%	Gas naturale	14.433	67,2%	14.884	71,9%	(451)	-3,0%	
1.037	14,0%	927	14,4%	110	11,9%	Carbone	3.098	14,4%	2.268	10,9%	830	36,6%	
737	9,9%	925	14,4%	(188)	-20,3%	Altri combustibili	2.475	11,6%	2.184	10,5%	291	13,3%	
7.398	100,0%	6.429	100,0%	969	15,1%	Totale	21.469	100,0%	20.718	100,0%	751	3,6%	

La produzione termoelettrica lorda dei primi nove mesi del 2016 è pari a 21.469 milioni di kWh e registra un incremento di 751 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo precedente sostanzialmente a seguito del maggior uso del gas naturale soprattutto in Cile per compensare la minore generazione idroelettrica e in Perù, per neutralizzare l'effetto del fermo di una parte dell'impianto di Ventanilla a causa di una manutenzione programmata nel terzo trimestre 2015. Analogamente nel terzo trimestre 2016 la produzione termoelettrica lorda si incrementa di 969 milioni di kWh rispetto al terzo trimestre 2015.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
19.400	19.803	(403)	-2,0%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	59.076	58.843	233	0,4%
4.652	4.776	(124)	-2,6%	- di cui Argentina	14.203	14.004	199	1,4%
5.406	5.462	(56)	-1,0%	- di cui Brasile	16.980	16.917	63	0,4%
4.090	4.042	48	1,2%	- di cui Cile	11.965	11.759	206	1,8%
3.361	3.636	(275)	-7,6%	- di cui Colombia	10.105	10.430	(325)	-3,1%
1.892	1.887	5	0,3%	- di cui Perù	5.824	5.733	91	1,6%

(1) Il dato del 2015 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata, nei primi nove mesi del 2016, è pari a 59.076 milioni di kWh (19.400 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016) e registra un incremento, pari a 233 milioni di kWh (-403 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016).

Vendite di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
1.501	1.513	(12)	-0,8%	Mercato libero	4.593	4.593	-	-
14.155	14.140	15	0,1%	Mercato regolato	43.473	42.875	598	1,4%
15.656	15.653	3	-	Totale	48.066	47.468	598	1,3%
3.999	4.024	(25)	-0,6%	- di cui Argentina	12.120	11.711	409	3,5%
4.656	4.415	241	5,0%	- di cui Brasile	14.791	14.439	352	2,4%
3.290	3.385	(95)	-2,8%	- di cui Cile	9.859	9.904	(45)	-0,5%
2.094	2.157	(63)	-2,9%	- di cui Colombia	6.220	6.312	(92)	-1,5%
1.617	1.672	(55)	-3,3%	- di cui Perù	5.076	5.102	(26)	-0,5%

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2016 ammonta a 48.066 milioni di kWh (15.656 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016) e registra un incremento di 598 milioni di kWh (+3 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016).

Risultati economici

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
2.818	2.612	206	7,9%	Ricavi	7.923	8.125	(202)	-2,5%
882	897	(15)	-1,7%	Margine operativo lordo	2.612	2.388	224	9,4%
592	657	(65)	-9,9%	Risultato operativo	1.839	1.625	214	13,2%
				Investimenti	1.994	2.112	(118)	-5,6%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2016.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Millioni di euro		3° trimestre		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Argentina	268	281	(13)	-4,6%
Brasile	683	659	24	3,6%
Cile	1.090	843	247	29,3%
Colombia	494	509	(15)	-2,9%
Perù	280	320	(40)	-12,5%
Altri Paesi	3	-	3	-
Totale	2.818	2.612	206	7,9%

I **ricavi** del terzo trimestre 2016 registrano un incremento di 206 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > minori ricavi in Argentina per 13 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli effetti del cambio;
- > maggiori ricavi in Brasile per 24 milioni di euro; tale effetto è riconducibile, sostanzialmente, alle maggiori quantità vendute di energia elettrica il cui effetto è in parte compensato dall'andamento negativo dei cambi;
- > incremento dei ricavi in Cile per 247 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della plusvalenza derivante dalla cessione di GNL Quintero (171 milioni di euro) e dell'incremento dei prezzi medi di vendita;
- > minori ricavi in Colombia per 15 milioni di euro, sostanzialmente riconducibile alla riduzione particolarmente concentrata nel terzo trimestre 2016 dell'energia trasportata;
- > decremento dei ricavi in Perù per 40 milioni di euro, principalmente per effetto del tasso di cambio e delle minori quantità vendute.

Margine operativo lordo

Millioni di euro		3° trimestre		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Argentina	47	75	(28)	-37,3%
Brasile	170	115	55	47,8%
Cile	358	324	34	10,5%
Colombia	251	264	(13)	-4,9%
Perù	53	120	(67)	-55,8%
Altri Paesi	3	(1)	4	-
Totale	882	897	(15)	-1,7%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 882 milioni di euro, con un decremento di 15 milioni di euro (-1,7%) rispetto all'analogo periodo del 2015 a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Argentina per 28 milioni di euro, sostanzialmente riferibile all'andamento dei cambi;
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 34 milioni di euro, che risente della suddetta plusvalenza e delle migliore marginalità sulle vendite e i cui effetti sono parzialmente mitigati dalla rilevazione delle minusvalenze relative all'abbandono di cinque progetti idroelettrici nel Paese per un valore complessivo di 163 milioni di euro.
- > una riduzione del margine operativo lordo in Perù per 67 milioni di euro, principalmente connesso a quanto commentato sopra per i ricavi, cui si aggiunge l'effetto della minusvalenza derivante dall'abbandono del progetto idroelettrico di Curibamba per un valore complessivo di 18 milioni di euro e dei maggiori oneri accantonati, per 37 milioni di euro, in relazione ad alcune forniture di energia elettrica di Electrop Peru;

- > una riduzione del margine in Colombia per 13 milioni di euro, dove la marginalità sulle vendite si è mantenuta su buoni livelli nonostante la riduzione delle quantità vendute dalla distribuzione. L'effetto riduttivo è sostanzialmente dovuto al negativo andamento dei cambi;
- > un incremento del margine in Brasile per 55 milioni di euro, che risente essenzialmente delle maggiori quantità vendute.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Argentina	32	57	(25)	-43,9%
Brasile	47	29	18	62,1%
Cile	276	253	23	9,1%
Colombia	212	230	(18)	-7,8%
Perù	23	89	(66)	-74,2%
Altri Paesi	2	(1)	3	-
Totale	592	657	(65)	-9,9%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2016, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 290 milioni di euro (240 milioni di euro nel terzo trimestre 2015) è pari a 592 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2015 un decremento di 65 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Argentina	863	836	27	3,2%
Brasile	1.795	2.267	(472)	-20,8%
Cile	2.820	2.545	275	10,8%
Colombia	1.532	1.559	(27)	-1,7%
Perù	905	918	(13)	-1,4%
Altri Paesi	8	-	8	-
Totale	7.923	8.125	(202)	-2,5%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2016 registrano un decremento di 202 milioni di euro; tale decremento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 27 milioni di euro sostanzialmente riferibili agli effetti della riforma tariffaria applicata alle società di distribuzione introdotta dal Governo argentino mediante la *Resolución* ENRE n.1/2016, che ha comportato un significativo incremento delle tariffe di vendita; tale effetto è in buona parte compensato da quanto rilevato nei primi nove mesi del 2015 a titolo di contributo per i mancati incrementi tariffari a seguito della *Resolución* n. 32/2015 (236 milioni di euro), nonché dall'effetto cambi fortemente negativo derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro (539 milioni di euro);
- > un decremento dei ricavi in Brasile per 472 milioni di euro, per effetto del significativo deprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro (216 milioni di euro) e per effetto delle modifiche regolatorie afferenti alla rilevazione

delle partite di attivo e passivo settoriale - CVA. Tali effetti sono stati in parte compensati dai maggiori prezzi medi a seguito delle revisioni tariffarie effettuate nel dicembre 2015 e nel marzo 2016;

- > un incremento dei ricavi in Cile per 275 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della plusvalenza derivante dalla cessione della quota del 20% di GNL Quintero (171 milioni di euro) e dell'aumento della tariffa di distribuzione e delle maggiori quantità vendute dalle società di generazione; tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'andamento sfavorevole dei tassi di cambio (160 milioni di euro);
- > minori ricavi in Colombia per 27 milioni di euro, in particolare a seguito dell'effetto cambi dovuto al deprezzamento del peso colombiano nei confronti dell'euro (245 milioni di euro), quasi integralmente compensato dalle maggiori quantità vendute in regime di prezzi crescenti sia nella generazione sia nel mercato finale;
- > decremento dei ricavi in Perù per 13 milioni di euro, principalmente per effetto delle maggiori quantità vendute alla clientela residenziale che ha più che compensato l'effetto cambio (67 milioni di euro).

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Argentina	203	172	31	18,0%
Brasile	466	424	42	9,9%
Cile	890	669	221	33,0%
Colombia	747	766	(19)	-2,5%
Perù	300	358	(58)	-16,2%
Altri Paesi	6	(1)	7	-
Totale	2.612	2.388	224	9,4%

Il **margin operativo lordo** ammonta a 2.612 milioni di euro, con un incremento di 224 milioni di euro (+9,4%) rispetto all'analogo periodo del 2015 a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 31 milioni di euro, principalmente per effetto del diverso meccanismo regolatorio che ha caratterizzato i due periodi a confronto e nonostante l'avverso andamento dei cambi (pari a 127 milioni di euro);
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 221 milioni di euro, a seguito della migliore marginalità sulle vendite sia nella distribuzione sia nella generazione, anche a seguito delle maggiori quantità vendute. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dalla minusvalenza di 163 milioni di euro su alcuni diritti di concessione delle acque, rilevata a seguito dell'abbandono di alcuni progetti idroelettrici (tra cui Puelo e Futalefu) e dallo sfavorevole andamento dei cambi (pari a 48 milioni di euro);
- > un decremento del margine operativo lordo in Perù per 58 milioni di euro, principalmente connesso ai maggiori prezzi medi di vendita, che sono stati più che compensati dall'avverso andamento dei tassi di cambio (pari a 23 milioni di euro), dalla minusvalenza di 18 milioni di euro per l'abbandono del progetto idroelettrico di Curibamba e dai maggiori oneri accantonati, per 37 milioni di euro, in relazione ad alcune forniture di energia elettrica di Electroperu;
- > una riduzione del margine in Colombia per 19 milioni di euro, dove l'effetto positivo delle maggiori quantità generate e vendute, anche in virtù del pieno esercizio dell'impianto idroelettrico di El Quimbo, è stato più che riassorbito dall'effetto negativo derivante dalla traduzione all'euro del peso colombiano (pari a 120 milioni di euro);
- > un incremento del margine in Brasile per 42 milioni di euro, che risente in particolare dell'effetto cambi negativo, pari a 57 milioni di euro, più che compensato dalla migliore marginalità sulle vendite pur in presenza di quantità vendute sensibilmente ridotte.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Argentina	156	122	34	27,9%
Brasile	168	131	37	28,2%
Cile	667	462	205	44,4%
Colombia	638	651	(13)	-2,0%
Perù	207	260	(53)	-20,4%
Altri Paesi	3	(1)	4	-
Totale	1.839	1.625	214	13,2%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2016, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 773 milioni di euro (763 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015), è pari a 1.839 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2015, un incremento di 214 milioni di euro, sostanzialmente in linea con il margine operativo lordo.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Argentina	150	259	(109)	-42,1%
Brasile	868	564	304	53,9%
Cile	680	679	1	0,1%
Colombia	157	446	(289)	-64,8%
Perù	138	122	16	13,1%
Altri Paesi	1	42	(41)	-97,6%
Totale	1.994	2.112	(118)	-5,6%

Gli **investimenti** ammontano a 1.994 milioni di euro con un decremento di 118 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti dei primi nove mesi del 2016 risentono principalmente dei minori investimenti sulla rete di distribuzione in tutti i Paesi dell'America Latina, solo in parte compensati dai maggiori investimenti in impianti fotovoltaici realizzati in Brasile.

Europa e Nord Africa

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
10.872	11.278	(406)	-3,6%	Termoelettrica	31.160	33.213	(2.053)	-6,2%
1.279	3.576	(2.297)	-64,2%	Nucleare	7.523	10.349	(2.826)	-27,3%
131	277	(146)	-52,7%	Idroelettrica	1.228	2.062	(834)	-40,4%
337	376	(39)	-10,4%	Eolica	1.201	1.356	(155)	-11,4%
45	64	(19)	-29,7%	Altre fonti	124	151	(27)	-17,9%
12.664	15.571	(2.907)	-18,7%	Totale produzione netta	41.236	47.131	(5.895)	-12,5%
10.745	10.545	200	1,9%	- di cui Russia	29.853	31.132	(1.279)	-4,1%
1.538	4.255	(2.717)	-63,9%	- di cui Slovacchia	9.684	13.719	(4.035)	-29,4%
-	346	(346)	-	- di cui Belgio	352	782	(430)	-55,0%
381	425	(44)	-10,4%	- di cui altri Paesi	1.347	1.498	(151)	-10,1%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nei primi nove mesi del 2016 è pari a 41.236 milioni di kWh, con un decremento di 5.895 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015.

Tale variazione è principalmente riferibile alla minore produzione in Slovacchia da fonte sia nucleare sia idroelettrica, *in primis* dovuta al deconsolidamento di Slovenské elektrárne a partire da fine luglio 2016, nonché per effetto della chiusura anticipata del contratto di gestione della centrale di Gabčíkovo. A tale componente si aggiunge il calo della generazione in Russia, principalmente da riferire a un guasto all'impianto a ciclo combinato di Nevinnomisskaya (-932 milioni di kWh) e a una diminuzione della produzione delle centrali a carbone (-691 milioni di kWh), i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'andamento positivo degli impianti tradizionali a olio e gas.

Analoghi andamenti (in particolare relativamente agli effetti del deconsolidamento di Slovenské elektrárne) si rilevano nel terzo trimestre 2016, tranne che in Russia, dove la variazione in aumento è dovuta a una maggiore produzione di energia dalle centrali a olio e gas.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre						Milioni di kWh	Primi nove mesi					
2016		2015 restated		Variazioni			2016		2015 restated		Variazioni	
6.835	53,7%	6.266	39,7%	569	9,1%	Gas naturale	17.506	42,7%	18.637	40,3%	(1.131)	-6,1%
4.525	35,5%	5.650	35,9%	(1.125)	-19,9%	Carbone	15.396	37,5%	16.495	35,6%	(1.099)	-6,7%
1.375	10,8%	3.851	24,4%	(2.476)	-64,3%	Combustibile nucleare	8.102	19,8%	11.136	24,1%	(3.034)	-27,2%
12.735	100,0%	15.767	100,0%	(3.032)	-19,2%	Totale	41.004	100,0%	46.268	100,0%	(5.264)	-11,4%

La produzione termoelettrica lorda dei primi nove mesi del 2016 ha fatto registrare un decremento di 5.264 milioni di kWh, attestandosi a 41.004 milioni di kWh; la variazione ha riguardato maggiormente la produzione da combustibile nucleare in Slovacchia ma le altre fonti hanno registrato lo stesso andamento negativo.

Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2016.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
3.786	3.751	35	0,9%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	11.064	10.950	114	1,0%

L'energia trasportata, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 114 milioni di kWh (+1,0%), passando da 10.950 milioni di kWh a 11.064 milioni di kWh nei primi nove mesi del 2016. L'incremento deriva principalmente dai nuovi allacci effettuati, che riflettono il trend di sviluppo della rete elettrica del Paese. Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2016.

Vendite di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
1.598	2.548	(950)	-37,3%	Mercato libero	6.162	7.788	(1.626)	-20,9%
1.180	1.293	(113)	-8,7%	Mercato regolato	3.662	4.022	(360)	-9,0%
2.778	3.841	(1.063)	-27,7%	Totale	9.824	11.810	(1.986)	-16,8%
1.867	1.894	(27)	-1,4%	- di cui Romania	5.623	5.783	(160)	-2,8%
562	921	(359)	-39,0%	- di cui Francia	1.803	2.953	(1.150)	-38,9%
349	1.026	(677)	-66,0%	- di cui Slovacchia	2.398	3.074	(676)	-22,0%

Le vendite di energia effettuate nei primi nove mesi del 2016 registrano un decremento di 1.986 milioni di kWh passando da 11.810 milioni di kWh a 9.824 milioni di kWh. Tale decremento è riferibile:

- > alle minori quantità vendute in Francia per 1.150 milioni di kWh a seguito della politica commerciale intrapresa dal Gruppo nel Paese;
- > alla diminuzione delle vendite registrate in Slovacchia per 676 milioni di kWh, con una variazione quasi interamente imputabile al deconsolidamento;
- > al calo delle vendite nel mercato rumeno per 160 milioni di kWh, principalmente attribuibile alla progressiva liberalizzazione del mercato.

Lo stesso andamento trova riscontro anche nel terzo trimestre 2016, ove ovviamente l'effetto del deconsolidamento incide in misura relativa in maniera più pesante.

Risultati economici

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
771	1.205	(434)	-36,0%	Ricavi	3.075	3.658	(583)	-15,9%
188	767	(579)	-75,5%	Margine operativo lordo	609	1.230	(621)	-50,5%
87	(941)	1.028	-	Risultato operativo	326	(687)	1.013	-
				Investimenti	144 ⁽¹⁾	145 ⁽²⁾	(1)	-0,7%

(1) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) 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 2016.

Risultati economici terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro		3° trimestre		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Romania	254	276	(22)	-8,0%
Russia	257	241	16	6,6%
Slovacchia	188	598	(410)	-68,6%
Altri Paesi	72	90	(18)	-20,0%
Totale	771	1.205	(434)	-36,0%

I **ricavi** del terzo trimestre 2016 risultano pari a 771 milioni di euro con un decremento di 434 milioni di euro (-36,0%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > al decremento dei ricavi in Slovacchia per 410 milioni di euro, prevalentemente riferito al deconsolidamento di Slovenské elektrárne effettuato a partire da fine luglio;
- > alla diminuzione dei ricavi in Romania per 22 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai minori ricavi derivanti dalle società di distribuzione di energia elettrica;
- > alla riduzione dei ricavi in Francia;
- > all'aumento dei ricavi in Russia per 16 milioni di euro, per effetto delle maggiori quantità prodotte in un contesto di prezzi crescenti.

Margine operativo lordo

Milioni di euro		3° trimestre		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Romania	102	100	2	2,0%
Russia	48	24	24	-
Slovacchia	34	622	(588)	-94,5%
Altri Paesi	4	21	(17)	-81,0%
Totale	188	767	(579)	-75,5%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 188 milioni di euro, registrando un decremento di 579 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2015. Tale andamento è principalmente relativo:

- > al decremento del margine operativo lordo in Slovacchia per 588 milioni di euro, dovuto prevalentemente al rilascio parziale del fondo oneri per smaltimento del combustibile nucleare per 550 milioni di euro, avvenuto nel terzo trimestre 2015 a esito dello studio elaborato da esperti indipendenti tenuto conto della nuova normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco relativamente al "back end" del combustibile nucleare esausto;
- > al decremento del margine operativo lordo in Francia e Belgio.

L'effetto positivo sul margine in Russia e in Romania ha solo in parte compensato le variazioni negative registrate.

Risultato operativo

Milioni di euro		3° trimestre		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Romania	64	(92)	156	-
Russia	34	(931)	965	-
Slovacchia	44	66	(22)	-33,3%
Altri Paesi	(55)	16	(71)	-
Totale	87	(941)	1.028	-

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2016 è pari a 87 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2015, un incremento di 1.028 milioni di euro tenuto conto dei minori ammortamenti e perdite di valore per 1.607 milioni di euro. In particolare, si ricorda che nel terzo trimestre 2015 era stato rilevato 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, nonché 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		
	2016	2015 restated	Variazioni	
Romania	767	814	(47)	-5,8%
Russia	682	788	(106)	-13,5%
Slovacchia	1.360	1.770	(410)	-23,2%
Altri Paesi	266	286	(20)	-7,0%
Totale	3.075	3.658	(583)	-15,9%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2016 risultano pari a 3.075 milioni di euro con un decremento di 583 milioni di euro (-15,9%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > al decremento dei ricavi in Slovacchia per 410 milioni di euro, da attribuire alle minori quantità prodotte e vendute, che risentono sostanzialmente dell'avvenuto deconsolidamento a seguito della cessione avvenuta a fine luglio 2016;
- > ai minori ricavi in Russia per 106 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (98 milioni di euro) a cui si associa un calo della produzione;
- > al decremento dei ricavi in Romania per 47 milioni di euro, essenzialmente connesso 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;
- > alla diminuzione dei ricavi in Francia per 85 milioni di euro, solo in parte compensata dall'aumento registrato principalmente in Belgio per la commodity gas.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Romania	266	281	(15)	-5,3%
Russia	126	119	7	5,9%
Slovacchia	191	789	(598)	-75,8%
Altri Paesi	26	41	(15)	-36,6%
Totale	609	1.230	(621)	-50,5%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 609 milioni di euro, registrando un decremento di 621 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015. Tale andamento è principalmente relativo:

- > al decremento del margine operativo lordo in Slovacchia per 598 milioni di euro, per effetto del già citato rilascio del fondo oneri per smaltimento del combustibile nucleare avvenuto nello stesso periodo del 2015; a tale effetto si associa il deconsolidamento a partire dalla fine di luglio 2016.
- > a una riduzione del margine rilevata in Romania per 15 milioni di euro, quasi interamente attribuibili alle attività di trasporto dell'energia elettrica;
- > a una diminuzione del margine operativo lordo in Belgio, conseguente i maggiori costi di acquisto nonché le minori quantità prodotte.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Romania	166	16	150	-
Russia	89	(897)	986	-
Slovacchia	114	170	(56)	-32,9%
Altri Paesi	(43)	24	(67)	-
Totale	326	(687)	1.013	-

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2016 è pari a 326 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 1.013 milioni di euro, considerando che nell'analogo periodo del 2015 il dato risentiva delle significative perdite di valore registrate relativamente a Enel Russia e a Slovenské elektrárne commentate precedentemente.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Romania	80	69	11	15,9%
Russia	53	68	(15)	-22,1%
Altri Paesi	11	8	3	37,5%
Totale	144 ⁽¹⁾	145 ⁽²⁾	(1)	-0,7%

(1) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Gli **investimenti** ammontano a 144 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto al periodo precedente.

Nord e Centro America

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
723	923	(200)	-21,7%	Idroelettrica	2.263	2.755	(492)	-17,9%
80	75	5	6,7%	Geotermoelettrica	288	284	4	1,4%
1.978	1.546	432	27,9%	Eolica	6.650	4.951	1.699	34,3%
17	18	(1)	-5,6%	Altre fonti	49	41	8	19,5%
2.798	2.562	236	9,2%	Totale produzione netta	9.250	8.031	1.219	15,2%
1.868	1.486	382	25,7%	- di cui Stati Uniti e Canada	6.624	5.068	1.556	30,7%
389	353	36	10,2%	- di cui Messico	1.171	916	255	27,8%
412	515	(103)	-20,0%	- di cui Panama	1.170	1.478	(308)	-20,8%
129	208	(79)	-38,0%	- di cui altri Paesi	285	569	(284)	-49,9%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nei primi nove mesi del 2016 è pari a 9.250 milioni di kWh, con un incremento di 1.219 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015. Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore generazione da fonte eolica negli Stati Uniti e Canada (+1.486 milioni di kWh) da riferire alla maggior disponibilità di risorse e all'entrata in esercizio di impianti tra cui quello di Goodwell in Oklahoma, solo parzialmente compensata dalla minori quantità generate da fonte idroelettrica nella Repubblica di Panama (-317 milioni di kWh) a seguito delle peggiori condizioni di idraulicità del periodo.

Analoghi andamenti si rilevano per quanto riguarda il terzo trimestre 2016.

Risultati economici

3° trimestre				Milioni di euro	Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
210	195	15	7,7%	Ricavi	672	633	39	6,2%
143	129	14	10,9%	Margine operativo lordo	470	435	35	8,0%
60	74	(14)	-18,9%	Risultato operativo	259	258	1	0,4%
				Investimenti	989	479	510	-

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 2016.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	129	104	25	24,0%
Messico	37	26	11	42,3%
Panama	34	43	(9)	-20,9%
Altri Paesi	10	22	(12)	-54,5%
Totale	210	195	15	7,7%

I **ricavi** del terzo trimestre 2016 ammontano a 210 milioni di euro, con un incremento di 15 milioni di euro (+7,7%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa:

- > a un incremento dei ricavi in Nord America per 25 milioni di euro, da riferirsi ai maggiori ricavi da tax partnership e all'incremento delle quantità prodotte;
- > ai maggiori ricavi in Messico per 11 milioni di euro per la rilevazione di un aggiustamento prezzo positivo relativo all'acquisizione (avvenuta nel 2012) di Stipa Nayaá per 19 milioni di euro;
- > alla maggiore produzione da fonte eolica;
- > al decremento dei ricavi nella Repubblica di Panama per 9 milioni di euro per effetto delle peggiori condizioni di idraulicità nel periodo.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	87	64	23	35,9%
Messico	29	18	11	61,1%
Panama	23	35	(12)	-34,3%
Altri Paesi	4	12	(8)	-66,7%
Totale	143	129	14	10,9%

Il **margine operativo lordo** ammonta, nel terzo trimestre 2016, a 143 milioni di euro, in incremento di 14 milioni di euro (+10,9%) rispetto all'analogo periodo del 2015. Tale incremento è riferibile:

- > al maggior margine realizzato in Nord America per 23 milioni di euro da riferirsi a quanto già commentato nei ricavi;
- > all'incremento del margine in Messico per 11 milioni di euro, per quanto sopra commentato nei ricavi;
- > a un decremento del margine realizzato nella Repubblica di Panama per 12 milioni di euro a seguito dei minori ricavi e dei maggiori costi di acquisto dell'energia elettrica.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	34	23	11	47,8%
Messico	6	10	(4)	-40,0%
Panama	20	31	(11)	-35,5%
Altri Paesi	-	10	(10)	-
Totale	60	74	(14)	-18,9%

Il **risultato operativo**, pari a 60 milioni di euro, registra un decremento di 14 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 28 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	451	377	74	19,6%
Messico	87	65	22	33,8%
Panama	103	131	(28)	-21,4%
Altri Paesi	31	60	(29)	-48,3%
Totale	672	633	39	6,2%

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2016 si attestano a 672 milioni di euro con un incremento di 39 milioni di euro (+6,2%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > a un incremento dei ricavi in Stati Uniti e Canada per 74 milioni di euro, sostanzialmente a seguito dell'incremento dei ricavi da tax partnership per 51 milioni euro e all'aumento delle quantità prodotte per effetto della maggiore produzione da fonte eolica così come commentato nei dati quantitativi;
- > ai maggiori ricavi in Messico per 22 milioni di euro, da riferire principalmente alla sopracitata rilevazione di aggiustamenti prezzo positivi nonché alle maggiori quantità prodotte da fonte eolica.
- > al decremento dei ricavi nella Repubblica di Panama per 28 milioni di euro da attribuire ai minori ricavi da vendita energia elettrica a seguito delle più sfavorevoli condizioni di idraulicità nell'impianto di Fortuna;
- > la riduzione dei ricavi in Guatemala (19 milioni di euro) e Costa Rica (10 milioni di euro) a seguito della minore produzione da fonte idroelettrica per le peggiori condizioni di idraulicità del periodo.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	322	257	65	25,3%
Messico	65	34	31	91,2%
Panama	69	105	(36)	-34,3%
Altri Paesi	14	39	(25)	-64,1%
Totale	470	435	35	8,0%

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2016 ammonta a 470 milioni di euro, in incremento di 35 milioni di euro (+8,0%) rispetto ai primi nove mesi del 2015; tale incremento è riferibile:

- > al maggior margine realizzato in Stati Uniti e Canada per 65 milioni di euro, connesso ai maggiori, ricavi solo parzialmente compensati dai maggiori costi del personale e operativi connessi alla maggiore capacità installata;
- > al maggior margine in Messico per 31 milioni di euro, che risente sia dell'aggiustamento prezzo di Stipa Nayáa sia dell'incremento dei volumi prodotti;
- > al decremento del margine realizzato nella Repubblica di Panama per 36 milioni di euro a seguito dei minori ricavi e dell'incremento dei costi di acquisto energia necessari per far fronte alla minor produzione connessa alle sfavorevoli condizioni di idraulicità;
- > alla riduzione del margine in Guatemala (18 milioni di euro) e Costa Rica (8 milioni di euro) riferibile agli stessi effetti citati nei ricavi.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	171	119	52	43,7%
Messico	23	13	10	76,9%
Panama	60	96	(36)	-37,5%
Altri Paesi	5	30	(25)	-83,3%
Totale	259	258	1	0,4%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2016, pari a 259 milioni di euro, registra un incremento di 1 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 34 milioni rilevati sostanzialmente in Messico, Stati Uniti e Canada e da riferire prevalentemente all'entrata in esercizio di nuovi impianti.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	758	199	559	-
Messico	130	162	(32)	-19,8%
Panama	39	14	25	-
Altri Paesi	62	104	(42)	-40,4%
Totale	989	479	510	-

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2016 ammontano a 989 milioni di euro in incremento di 510 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente da attribuire ai maggiori investimenti in impianti da fonte eolica in Stati Uniti e Canada.

Africa Sub-Sahariana e Asia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Primi nove mesi			
Milioni di kWh							
2016	2015 restated	Variazioni		2016	2015 restated	Variazioni	
149	-	149	- Eolica	310	-	310	-
15	4	11	- Altre fonti	24	13	11	84,6%
164	4	160	- Totale	334	13	321	-
29	4	25	- di cui Sudafrica	38	13	25	-
136	-	136	- di cui India	297	-	297	-

La produzione netta è pari nei primi nove mesi del 2016 a 334 milioni di kWh (164 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016), con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2015 di 321 milioni di kWh (160 milioni di kWh nel terzo trimestre 2016). Tale incremento è attribuibile prevalentemente al consolidamento delle società indiane avvenuto a partire dalla fine di settembre del 2015.

Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2016.

Risultati economici

3° trimestre				Primi nove mesi			
Milioni di euro							
2016	2015 restated	Variazioni		2016	2015 restated	Variazioni	
9	-	9	- Ricavi	18	3	15	-
6	(7)	13	- Margine operativo lordo	7	(7)	14	-
(3)	(8)	5	62,5% Risultato operativo	(5)	(8)	3	37,5%
Investimenti				253	200	53	26,5%

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 2016.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi

Milioni di euro				3° trimestre			
				2016	2015 restated	Variazioni	
Sudafrica				2	-	2	-
India				7	-	7	-
Totale				9	-	9	-

I **ricavi** del terzo trimestre 2016 ammontano a 9 milioni di euro, con un incremento di 9 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente beneficiando sia del consolidamento delle società indiane, sia dell'entrata in esercizio e della maggior produzione degli impianti sudafricani.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre		
	2016	2015 restated	Variazioni
Sudafrica	1	(7)	8 -
India	5	-	5 -
Totale	6	(7)	13 -

Il **margine operativo lordo** ammonta, nel terzo trimestre 2016, a 6 milioni di euro, in incremento di 13 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2015 a seguito degli stessi fenomeni commentati nei ricavi.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre		
	2016	2015 restated	Variazioni
Sudafrica	(7)	(8)	1 12,5%
India	4	-	4 -
Totale	(3)	(8)	5 62,5%

Il **risultato operativo**, pari a 3 milioni di euro, registra un incremento di 5 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 8 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi		
	2016	2015 restated	Variazioni
Sudafrica	3	3	- -
India	15	-	15 -
Totale	18	3	15 -

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2016 si attestano a 18 milioni di euro con un incremento di 15 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento è da riferire al consolidamento delle società indiane.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi		
	2016	2015 restated	Variazioni
Sudafrica	(3)	(7)	4 57,1%
India	10	-	10 -
Totale	7	(7)	14 -

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2016 ammonta a 7 milioni di euro, in incremento di 14 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015. La variazione trova riscontro nel consolidamento delle società indiane, a cui si aggiunge l'effetto dell'entrata in esercizio e della maggior produzione degli impianti sudafricani.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Sudafrica	(11)	(8)	(3)	-37,5%
India	6	-	6	-
Totale	(5)	(8)	3	37,5%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2016, pari a 5 milioni di euro, registra un incremento di 3 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 11 milioni di euro, da riferire principalmente al fatto che la maggior parte degli impianti è in fase di sviluppo e costruzione e non sono ancora pienamente operativi.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015 restated	Variazioni	
Sudafrica	253	200	53	26,5%
Totale	253	200	53	26,5%

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2016 ammontano a 253 milioni di euro in incremento di 53 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente a impianti fotovoltaici in Sudafrica mentre il portafoglio di nuovi progetti detenuto in India è ancora nella fase pre-realizzativa.

Altro, elisioni e rettifiche

3° trimestre		Milioni di euro			Primi nove mesi			
2016	2015 restated	Variazioni			2016	2015 restated	Variazioni	
233	184	49	26,6%	Ricavi (al netto delle elisioni)	602	571	31	5,4%
(25)	(58)	33	56,9%	Margine operativo lordo	(103)	(129)	26	20,2%
(35)	(66)	31	47,0%	Risultato operativo	(184)	(152)	(32)	-21,1%
				Investimenti	20 ⁽¹⁾	24	(4)	-16,7%

(1) Il dato non include 5 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici terzo trimestre

I **ricavi**, al netto delle elisioni, del terzo trimestre 2016 risultano pari a 233 milioni di euro, con un incremento di 49 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+26,6%) riferibile essenzialmente a maggiori attività delle rinnovabili.

Il **margine operativo lordo** del terzo trimestre 2016, negativo per 25 milioni di euro, è aumentato di 33 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2015 per effetto di quanto già commentato nei ricavi.

Il **risultato operativo**, negativo per 35 milioni di euro, risulta in aumento di 31 milioni di euro rispetto al valore registrato nel terzo trimestre 2015.

Risultati economici primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2016, al netto delle elisioni, risultano pari a 602 milioni di euro con un incremento di 31 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (+5,4%).

Tale incremento è essenzialmente attribuibile ai maggiori ricavi rilevati dalle attività delle rinnovabili e di assicurazione, nonché dalla rilevazione della plusvalenza derivante dalla cessione di Compostilla RE per 19 milioni di euro. Questi effetti positivi hanno solo in parte risentito dei minori ricavi per attività di ingegneria (53 milioni di euro) a seguito della riduzione delle attività svolte nei primi nove mesi del 2016 rispetto all'analogo periodo del 2015, che hanno riguardato l'impianto nucleare di Mochovce e la progressiva riduzione degli investimenti del Gruppo negli impianti di generazione convenzionale. Tale andamento negativo risulta solo parzialmente compensato dai maggiori ricavi derivanti dalla realizzazione di attività di ambientalizzazione dell'impianto a carbone di Litoral de Almeria, in Spagna.

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2016, negativo per 103 milioni di euro, registra un incremento di 26 milioni di euro e riflette essenzialmente l'aumento dei ricavi.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2016, è negativo per 184 milioni di euro e registra un decremento di 32 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, tenuto conto dei maggiori ammortamenti e perdite di valore per 58 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2016 ammontano a 20 milioni di euro, con un decremento di 4 milioni di euro rispetto al valore registrato nei primi nove mesi del 2015.

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 30.09.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	91.445	88.686	2.759	3,1%
- avviamento	13.825	13.824	1	-
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.026	607	419	69,0%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(987)	1.092	(2.079)	-
Totale attività immobilizzate nette	105.309	104.209	1.100	1,1%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	13.310	12.797	513	4,0%
- rimanenze	2.772	2.904	(132)	-4,5%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(4.076)	(4.114)	38	0,9%
- altre attività/(passività) correnti nette	(4.614)	(5.518)	904	16,4%
- debiti commerciali	(11.427)	(11.775)	348	3,0%
Totale capitale circolante netto	(4.035)	(5.706)	1.671	29,3%
Capitale investito lordo	101.274	98.503	2.771	2,8%
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(2.251)	(2.284)	33	1,4%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(8.850)	(8.413)	(437)	-5,2%
Totale fondi diversi	(11.101)	(10.697)	(404)	-3,8%
Attività nette possedute per la vendita	75	1.490	(1.415)	-95,0%
Capitale investito netto	90.248	89.296	952	1,1%
Patrimonio netto complessivo	53.427	51.751	1.676	3,2%
Indebitamento finanziario netto	36.821	37.545	(724)	-1,9%

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2016 è pari a 90.248 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 53.427 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 36.821 milioni di euro. Quest'ultimo al 30 settembre 2016 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,69 (0,73 al 31 dicembre 2015).

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 30.09.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	7.365	6.863	502	7,3%
- obbligazioni	31.474	35.987	(4.513)	-12,5%
- debiti verso altri finanziatori	1.877	2.022	(145)	-7,2%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>40.716</i>	<i>44.872</i>	<i>(4.156)</i>	<i>-9,3%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.830)	(2.335)	(495)	-21,2%
Indebitamento netto a lungo termine	37.886	42.537	(4.651)	-10,9%
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	879	844	35	4,1%
- altri finanziamenti a breve verso banche	224	180	44	24,4%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.103</i>	<i>1.024</i>	<i>79</i>	<i>7,7%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	3.584	4.570	(986)	-21,6%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	250	319	(69)	-21,6%
Commercial paper	2.304	213	2.091	-
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	900	1.698	(798)	-47,0%
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	150	64	86	-
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>7.188</i>	<i>6.864</i>	<i>324</i>	<i>4,7%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(765)	(769)	4	0,5%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(102)	(147)	45	30,6%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.888)	(1.020)	(868)	-85,1%
Altri crediti finanziari a breve termine	(180)	(304)	124	40,8%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(6.421)	(10.640)	4.219	39,7%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(9.356)</i>	<i>(12.880)</i>	<i>3.524</i>	<i>27,4%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(1.065)	(4.992)	3.927	78,7%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	36.821	37.545	(724)	-1,9%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	4	841	(837)	-

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

L'indebitamento finanziario netto è pari a 36.821 milioni di euro al 30 settembre 2016, con un decremento di 724 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine evidenzia un decremento di 4.651 milioni di euro, quale saldo dell'aumento dei crediti finanziari per 495 milioni di euro e del decremento dell'indebitamento finanziario lordo per 4.156 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 7.365 milioni di euro, registrano un incremento di 502 milioni di euro dovuto principalmente al tiraggio di finanziamenti bancari a lungo termine in America Latina (per un controvalore pari a 644 milioni di euro), in Sudafrica (per un controvalore pari a 76 milioni di euro) e in Russia (per un controvalore di 140 milioni di euro).

milioni di euro). Inoltre, nel mese di luglio 2016 Enel SpA ha siglato una linea di credito di durata quadriennale dell'importo di 500 milioni di euro: al 30 settembre 2016 tale linea è utilizzata per un ammontare di 50 milioni di euro. L'incremento è parzialmente compensato dalla riclassifica nella quota corrente dei finanziamenti bancari a lungo termine;

- > le obbligazioni, pari a 31.474 milioni di euro, presentano un decremento di 4.513 milioni di euro rispetto a fine 2015 principalmente per effetto:
- del riacquisto da parte di Enel SpA di obbligazioni proprie per un importo complessivo di 750 milioni di euro, operazione effettuata nel più ampio contesto di liability management avviato;
 - delle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi per un controvalore pari a 3.205 milioni di euro, dei quali 909 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario emesso da Enel SpA, 1.981 milioni di euro a due prestiti obbligazionari emessi da Enel Finance International e 315 milioni di euro a emissioni in moneta locale delle società latinoamericane;
 - delle differenze positive di cambio per circa 900 milioni di euro;
 - delle nuove emissioni effettuate nel corso dei primi nove mesi del 2016 per un controvalore di 523 milioni di euro, tra cui 183 milioni di euro riferiti all'offerta di scambio non vincolante promossa nel mese di maggio 2016 da Enel Finance International e 340 milioni di euro relativi alle nuove emissioni dei prestiti obbligazionari in moneta locale da parte di alcune società latinoamericane.

Nel corso dei primi nove mesi del 2016 sono stati effettuati i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:

- 1.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di febbraio 2016;
- 2.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di febbraio 2016;
- 1.080 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di settembre 2016;
- 103 milioni di euro relativi al controvalore di emissioni locali da parte delle società latinoamericane.

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso dei primi nove mesi del 2016 si evidenziano quelli stipulati da Endesa: 125 milioni di euro relativi a una linea di credito siglata con Bankia, 150 milioni di euro relativi a un finanziamento siglato con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI). Entrambi non sono utilizzati al 30 settembre 2016.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 1.065 milioni di euro al 30 settembre 2016 con una riduzione di 3.927 milioni di euro rispetto a fine 2015, quale risultante dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 324 milioni di euro, del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 3.524 milioni di euro e dell'incremento dei debiti bancari a breve termine per 79 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.188 milioni di euro, sono incluse le emissioni di Commercial Paper, in capo a Enel Finance International e International Endesa BV per complessivi 2.304 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 3.584 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 1.888 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 900 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine sono pari a 9.356 milioni di euro, con un decremento di 3.524 milioni di euro rispetto a fine 2015, principalmente a seguito del decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 4.219 milioni di euro, degli altri crediti finanziari a breve termine per 124 milioni di euro, nonché dell'incremento dei crediti

per cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity per 868 milioni di euro.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** dei primi nove mesi del 2016 è positivo per 6.766 milioni di euro, in aumento di 1.589 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente in conseguenza del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto (in particolare relativamente ai debiti commerciali nei confronti di fornitori istituzionali nell'attività di distribuzione di energia elettrica in Italia).

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** dei primi nove mesi del 2016 ha assorbito liquidità per 4.768 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2015 ne aveva assorbita per 4.653 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 5.504 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016, si incrementano di 423 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dei maggiori investimenti effettuati nelle tecnologie rinnovabili.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 31 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016 e si riferiscono principalmente all'acquisto della società spagnola Eléctrica del Ebro operante nella distribuzione di energia elettrica, nonché all'acquisizione di Energía Limpia de Amistad, società operante nella produzione di energia elettrica da fonte eolica in Messico.

Le dismissioni in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, pari a 727 milioni di euro, sono relative:

- > alla cessione delle società Hydro Dolomiti Enel, operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia per 313 milioni di euro;
- > alla vendita del 50% del capitale di Slovak Power Holding, società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne per 139 milioni di euro;
- > alla cessione di GNL Quintero, società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20% per 177 milioni di euro;
- > nonché alla cessione di alcune società minori in Nord America.

L'analogia voce nei primi nove mesi del 2015 ammontava a 437 milioni di euro e includeva principalmente i flussi di cassa generati dalle cessioni di 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 2016, pari a 40 milioni di euro, è essenzialmente correlata ai disinvestimenti ordinari del periodo.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 6.516 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2015 ne aveva assorbita per 5.176 milioni di euro. Il flusso dei primi nove mesi del 2016 è sostanzialmente relativo alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 3.872 milioni di euro (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) e al pagamento dei dividendi per 2.442 milioni di euro.

Nei primi nove mesi del 2016 il cash flow generato dall'attività operativa per 6.766 milioni di euro ha solo in parte fronteggiato il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento pari a 6.516 milioni di euro e da attività di investimento pari a 4.768 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2016 risultano pari a 6.423 milioni di euro a fronte di 10.790 milioni di euro di fine 2015. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento positivo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 151 milioni di euro.

Fatti di rilievo del terzo trimestre del 2016

Avvio di un hub per l'innovazione in Israele

In data 11 luglio 2016, Enel ha lanciato il suo hub per l'innovazione in Israele a Tel Aviv. Enel ha scelto di collaborare con SOSA & The Junction, una delle community per l'innovazione di maggior successo in Israele, con l'obiettivo di creare uno sportello unico in grado di offrire soluzioni alle start-up israeliane disposte a sviluppare e realizzare prodotti e servizi all'avanguardia con ricadute economiche e sociali. Enel Innovation Hub si propone di fare scouting ogni anno per individuare fino a 20 start-up israeliane ad alto potenziale offrendo loro un programma di supporto dedicato.

Cessione di Enel Longanesi Development

Il 13 luglio 2016, Enel ha perfezionato la vendita di tutte le attività italiane (costituite da 21 tra istanze e permessi di esplorazione onshore e offshore) nel settore upstream gas, detenute attraverso la sua controllata al 100% Enel Longanesi Developments, ad AleAnna Europa Srl, filiale della statunitense AleAnna Resources, operante nel settore della ricerca e produzione di idrocarburi. Il massimo corrispettivo per la vendita è di 30 milioni di euro, di cui una parte, pari a circa 7 milioni di euro, è stata incassata immediatamente mentre la quota restante potrà essere incassata, in funzione dei prezzi del mercato del gas, in più tranches a partire dall'entrata in produzione del giacimento di gas Longanesi in Emilia Romagna, prevista per il 2018.

Aggiudicazione di una gara per energie rinnovabili in Indonesia

Il 14 luglio 2016, Enel Green Power ("EGP"), in consorzio con l'indonesiana PT Optima Nusantara Energi ("PT ONE"), specializzata nello sviluppo di progetti geotermici, si è aggiudicata il diritto di esplorazione e realizzazione del progetto da 55 MW di Way Ratai, situato nell'omonima area che si trova nella provincia di Lampung, in Indonesia. Il progetto, aggiudicato in seguito alla gara indetta lo scorso dicembre dal ministero dell'Energia e Risorse Minerali, sarà il primo sviluppato da Enel nel Paese e segnerà l'ingresso dell'azienda nel mercato delle rinnovabili indonesiano. Per la fase di esplorazione di Way Ratai Enel investirà fino a 30 milioni di dollari statunitensi, come previsto dai programmi di investimento dell'ultimo piano strategico di Gruppo. La realizzazione dell'impianto geotermico, che dipenderà dai risultati dell'esplorazione, sarà completata e messa in esercizio nel 2022. EGP e PT ONE creeranno appositamente per il progetto una società, di cui EGP avrà la quota di maggioranza. In accordo con il regolamento di gara, l'energia prodotta dall'impianto, che si prevede ammonti a circa 430 GWh all'anno, sarà venduta all'utility statale PLN in base a un accordo di vendita trentennale (Power Purchase Agreement - PPA).

Convenzione per la banda larga nei Comuni di Catania e Venezia

Il 19 luglio 2016 il comune di Catania ed Enel OpEn Fiber ("EOF") hanno firmato la prima convenzione che permette la posa di fibra ottica sull'intero territorio comunale. Il piano di EOF per la città di Catania prevede l'inizio dei lavori a settembre 2016, con una copertura del 50% delle unità immobiliari entro giugno 2017 e dell'80% entro fine settembre del 2018 per un totale di 115.000 unità immobiliari cablate, 200 km di rete interrata e 360 km di rete aerea. Successivamente, in data 16 agosto 2016, il comune di Venezia ed EOF hanno firmato la prima convenzione che permette la posa di fibra ottica sull'intero territorio comunale. Il piano di EOF per la città di Venezia prevede l'inizio dei

lavori a settembre 2016, con una copertura del 50% delle unità immobiliari entro settembre 2017 e dell'80% entro metà del 2018 per un totale di circa 120.000 unità immobiliari cablate, circa 600 km di rete interrata e circa 500 km di rete aerea. Le attività di posa della fibra conterranno sul sostegno del Comune di Venezia per la realizzazione celere dei lavori.

In entrambe le città, EOF è interessata a realizzare una rete di telecomunicazioni a banda ultralarga in fibra ottica, assicurandone al contempo la relativa gestione e manutenzione, nonché a offrire diritti di accesso wholesale a condizioni tecniche ed economiche non discriminatorie a tutti gli attori che ne facciano richiesta. La fibra ottica verrà portata fino a casa dei clienti in modalità Fiber to the Home (FTTH) in grado di supportare velocità di trasmissione a 1 Gbps sia in download sia in upload. EOF ha stipulato separatamente con i principali operatori nazionali, in questa prima fase della partnership, un contratto relativo alla cablatura dei primi 10 comuni previsti dal suo piano di sviluppo della banda larga. Gli accordi stipulati prevedono che vengano attivati clienti sulla rete che EOF dovrà realizzare, garantendo una copertura pari ad almeno l'80% delle unità immobiliari di ciascun comune, con le tempistiche indicate nel piano di roll-out. EOF assicurerà anche la gestione e manutenzione della nuova infrastruttura.

Enel Green Power International cede Enel Green Power España a Endesa Generación

In data 27 luglio 2016 Enel Green Power International ("EGPI"), società interamente posseduta da Enel, ed Endesa Generación, società interamente posseduta da Endesa, hanno sottoscritto e dato contestuale esecuzione all'accordo per la cessione, da parte di EGPI, del 60% del capitale di Enel Green Power España ("EGPE") a Endesa Generación, che essendo già titolare del restante 40% del capitale di EGPE, a seguito di questa operazione ne è divenuta unico socio. Il corrispettivo versato da Endesa Generación per la quota di capitale acquisita è risultato pari a 1.207 milioni di euro. Ai fini della determinazione del corrispettivo, i consigli di amministrazione di EGPI e di Endesa hanno adottato metodi di valutazione comunemente utilizzati a livello internazionale e si sono avvalsi di advisor finanziari di riconosciuta professionalità, i quali hanno rilasciato in proposito apposite fairness opinion. Nel rispetto della normativa spagnola di riferimento, il consiglio di amministrazione di Endesa ha approvato l'operazione previo parere favorevole del Comité de Auditoria y Cumplimiento e con il voto espresso esclusivamente da parte dei consiglieri indipendenti.

Cessione a EPH del 50% della partecipazione in Slovenské elektrárne

Il 28 luglio 2016 Enel Produzione ha finalizzato la cessione a EP Slovakia, società controllata da Energetický a priemyslový holding ("EPH") del 50% del capitale di Slovak Power Holding ("SPH"), società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne.

Tale cessione è intervenuta in esecuzione del contratto stipulato in data 18 dicembre 2015 tra Enel Produzione ed EP Slovakia, e rappresenta la prima fase della vendita dell'intera partecipazione posseduta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne disciplinata dal contratto stesso: in particolare, la cessione in questione è avvenuta a valle del conferimento a SPH dell'intera partecipazione del 66% in precedenza posseduta direttamente da Enel Produzione nel capitale di Slovenské elektrárne e dell'ottenimento del nulla osta da parte dell'Autorità Antitrust dell'Unione Europea. Il corrispettivo risulta confermato in 375 milioni di euro, di cui 150 milioni di euro pagati contestualmente a tale cessione e 225 milioni di euro da pagare al perfezionamento della seconda fase dell'operazione. Tale corrispettivo potrebbe subire variazioni in funzione dell'applicazione del meccanismo di conguaglio.

Nissan, Enel e Nuvve lanciano il primo hub V2G al mondo interamente commerciale in Danimarca

In data 29 agosto 2016, è stato realizzato il primo hub V2G (vehicle-to-grid) al mondo, interamente commerciale, in Danimarca, grazie alla collaborazione tra il costruttore automobilistico globale Nissan, la multinazionale dell'energia e pioniere delle smart grid Enel e Nuvve, la società californiana leader nella fornitura di servizi V2G. In particolare, Enel ha installato 10 unità V2G presso la sede della utility danese Frederiksberg Forsyning, che ha anche acquistato dieci van Nissan e-NV200 a zero emissioni. L'hub V2G contribuirà a stabilizzare la rete elettrica nazionale in Danimarca, offrendo servizi di capacità elettrica al gestore di rete Energinet.dk. Con l'utilizzo della tecnologia V2G, i veicoli elettrici svolgeranno un ruolo integrante nei sistemi di gestione dell'energia che consentirà di migliorare la stabilità della rete, promuovendo ulteriormente l'integrazione delle energie rinnovabili nel mix di generazione, un obiettivo chiave della strategia energetica globale di Enel.

Enel confermata nel Dow Jones Sustainability World Index

Il 9 settembre 2016, il Gruppo Enel, per il tredicesimo anno consecutivo è stato ammesso al Dow Jones Sustainability World Index (DJSI World). È stata inoltre confermata la presenza di Endesa, controllata spagnola del Gruppo Enel. Enel e Endesa sono due delle nove società di utility entrate a livello globale nel DJSI World. Tra le 316 società al mondo incluse nell'indice, Enel è una delle sei con sede in Italia.

L'impegno di Enel a raggiungere i più alti standard di sostenibilità ha generato un interesse crescente da parte dei fondi socialmente responsabili etici (SRIs): in base all'ultima rilevazione al 31 dicembre 2015 gli SRI possiedono il 7,7% del capitale sociale del Gruppo (5,9% alla fine del 2014), che corrisponde al 10,3% del flottante (8,6% a dicembre 2014).

OPA sul flottante di Endesa Americas e riassetto societario in America Latina

In data 13 settembre 2016, a valle delibera del Consiglio di Amministrazione di Enersis Americas, riunitosi il giorno precedente, è avvenuto il lancio ufficiale di un'offerta pubblica di acquisto ("OPA") volontaria sulle azioni della società controllata Endesa Americas. In particolare, l'OPA ha a oggetto la totalità delle azioni e delle American Depositary Shares di Endesa Americas non possedute da Enersis Americas, pari a circa il 40,02% del capitale sociale di Endesa Americas, per le quali viene offerto un corrispettivo pari a 300 pesos cileni per azione, per un esborso complessivo massimo pari a 984,7 miliardi di pesos cileni circa. Il periodo di offerta si è protratta dal 14 settembre al 28 ottobre 2016. Si ricorda che l'OPA, preannunciata fin dal mese di novembre 2015 nell'ambito della riorganizzazione societaria del Gruppo Enel in America Latina, è finalizzata ad agevolare e supportare il buon esito della fusione per incorporazione di Endesa Americas e dell'altra controllata Chilectra Americas in Enersis Americas, operazione sulla base della cui approvazione ed efficacia la medesima offerta risulta condizionata. In particolare, l'OPA intende offrire in concreto alle minoranze azionarie di Endesa Americas la possibilità di liquidare le partecipazioni possedute a un prezzo predeterminato e in linea con quello di mercato nel caso in cui la fusione sopra indicata si realizzi.

In data 28 settembre 2016, le Assemblee straordinarie delle società cilene Enersis Americas, Endesa Americas e Chilectra Americas hanno approvato la seconda e ultima fase del processo di riorganizzazione societaria inteso a separare le attività di generazione e distribuzione di energia elettrica svolte in Cile da quelle sviluppate negli altri Paesi dell'America Latina. In particolare, in occasione delle Assemblee straordinarie gli azionisti delle tre società sopra indicate hanno approvato la fusione per incorporazione di Endesa Americas e Chilectra Americas in Enersis Americas, nonché il conseguente aumento del capitale di quest'ultima società e la modifica della relativa denominazione in "Enel Americas". Una volta che la fusione sarà divenuta efficace, Enel Americas risulterà pertanto titolare come singola entità di tutte le partecipazioni attualmente detenute da Enersis Americas, Endesa Americas e Chilectra Americas.

In particolare, in base al progetto di fusione approvato dalle Assemblee straordinarie delle società coinvolte nell'operazione, è previsto che:

- > gli azionisti di Endesa Americas ricevano 2,8 azioni di Enersis Americas per ciascuna azione di Endesa Americas da essi posseduta;
- > gli azionisti di Chilectra Americas ricevano 4 azioni di Enersis Americas per ciascuna azione di Chilectra Americas da essi posseduta.

L'efficacia della fusione è a sua volta subordinata alle seguenti condizioni sospensive:

- > che gli azionisti di Enersis Americas che non abbiano concorso all'approvazione della fusione esercitino il diritto di recesso entro il limite massimo del 10% del capitale di tale società post-fusione;
- > che gli azionisti di Endesa Americas che non abbiano concorso all'approvazione della fusione esercitino il diritto di recesso entro il limite massimo del 10% del capitale di tale società;

il tutto fatto salvo il limite di legge in base al quale, a seguito dei recessi, nessun azionista potrà detenere una partecipazione superiore al 65% del capitale stesso.

Tale condizioni sospensive si sono risolte positivamente in data 31 ottobre 2016.

È infine previsto che la fusione per incorporazione di Endesa Americas e Chilectra Americas in Enersis Americas abbia effetto dal primo giorno del mese successivo a quello in cui sarà stata redatta, a cura delle società interessate, apposita scrittura attestante l'avveramento delle condizioni sospensive sopra indicate oppure la rinuncia alle condizioni medesime.

Accordo di tax equity per il progetto eolico di Cimarron Bend negli Stati Uniti

In data 16 settembre 2016, Enel Green Power North America Inc. ("EGPNA"), società del Gruppo Enel attiva nel settore delle energie rinnovabili negli Stati Uniti d'America, ha firmato, attraverso la controllata Cimarron Bend Wind Holdings, un accordo di tax equity del valore di circa 500 milioni di dollari statunitensi per la realizzazione dell'impianto eolico da 400 MW di Cimarron Bend in Kansas con tre investitori: Bank of America Merrill Lynch, J.P. Morgan e MetLife.

L'accordo prevede che gli investitori conferiscano la somma stabilita a Cimarron Bend Wind Holdings, società proprietaria dell'impianto eolico, in cambio del 100% dei titoli partecipativi di "Classe B" relativi al progetto. Tale partecipazione consentirà ai tre investitori di ottenere, a determinate condizioni stabilite dalla legislazione fiscale degli Stati Uniti, una percentuale dei benefici fiscali che saranno riconosciuti al progetto di Cimarron Bend. EGPNA, attraverso Cimarron Bend Wind Holdings, manterrà invece a sua volta il 100% dei titoli partecipativi di "Classe A" e, quindi, la gestione del progetto.

L'impegno finanziario degli investitori è diventato effettivo al momento della firma dell'accordo e i fondi verranno versati in due fasi; la prima rata sarà versata a metà dell'opera di realizzazione del progetto da 400 MW, e la seconda una volta completato il progetto stesso. L'accordo di tax equity sarà supportato da una parent company guarantee di Enel SpA.

L'impianto eolico di Cimarron Bend, la cui costruzione è iniziata ad aprile del 2016, dovrebbe entrare in esercizio nel 2017. La sua realizzazione richiederà un investimento di circa 610 milioni di dollari statunitensi, in linea con quanto previsto dall'ultimo piano strategico del Gruppo Enel.

Enel confermata nello STOXX Global ESG Leaders Index

In data 20 settembre 2016, il Gruppo Enel, per il terzo anno consecutivo, è stato ammesso nello STOXX Global ESG Leaders index, che misura i risultati delle aziende in merito alle pratiche ambientali, sociali e di governance (ESG). Enel ha ottenuto un punteggio di 90,72/100 in ambito sociale, 88,93/100 in ambito di governance e 53,32/100 in ambito ambientale.

Enel entra nei Top 100 del nuovo indice Thomson Reuters su Diversità e Inclusione

In data 26 settembre 2016, il Gruppo Enel fa il suo ingresso nella Top 100 del nuovo Diversity and Inclusion Index di Thomson Reuters, che classifica oltre 5.000 aziende in termini di performance in materia di diversità e inclusione mediante i dati ambientali, sociali e di governance (ESG) raccolti da fonti quali le relazioni annuali, i siti web aziendali, i documenti di Borsa, report sulla responsabilità aziendale e la stampa. Con un punteggio di 74,75, Enel si è guadagnata il 25° posto nell'indice creato dalla multinazionale dell'informazione economica Thomson Reuters, ottenendo un risultato molto positivo rispetto ai suoi omologhi in Italia e nel settore dell'energia. Il Gruppo è il primo delle cinque imprese italiane incluse nella Top 100, ed è una delle due utility elettriche e produttori indipendenti di energia, come definiti da Thomson Reuters, a entrare fra i Top 50.

Accordo per la vendita di Marcinelle Energie

In data 28 settembre 2016, Enel ha siglato l'accordo per la vendita di Marcinelle Energie, società controllata al 100% da Enel Investment Holding, al fornitore di energia elettrica francese Direct Energie. Con la chiusura della transazione, prevista per i prossimi mesi, Enel uscirà dal mercato belga. Marcinelle Energie possiede e gestisce un impianto a ciclo combinato a gas (CCGT) di circa 400 MW in Belgio. Il completamento della vendita è soggetto a determinate condizioni, in particolare all'ottenimento dell'autorizzazione da parte delle competenti autorità belghe. Il prezzo di vendita, pari a 36 milioni di euro a cui si sommano dei conguagli per i livelli di capitale circolante netto e liquidità alla data del closing, sarà soggetto ai normali meccanismi di aggiustamento, compreso un meccanismo di earn out.

Aggiudicazione di gara per energie rinnovabili in Messico

Il 29 settembre 2016, Enel, attraverso la sua controllata Enel Green Power México, si è aggiudicata il diritto a firmare un contratto per la fornitura di energia e di certificati verdi con il progetto eolico Salitrillos, nell'ambito della seconda gara sulle energie rinnovabili promossa dal Ministero dell'Energia messicano.

Enel investirà circa 120 milioni di dollari statunitensi per la realizzazione del parco eolico, in linea con gli investimenti previsti dall'attuale piano strategico della Società. L'impianto, situato nello Stato di Tamaulipas (nel nord-est del Messico), avrà una capacità installata totale di 93 MW e si prevede che sia completato entro il 2019; inoltre, sarà supportato da un contratto per la vendita alla Comisión Federal de Electricidad (CFE) di specifici volumi di energia per un periodo di 15 anni e dei relativi certificati verdi per un periodo di 20 anni.

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

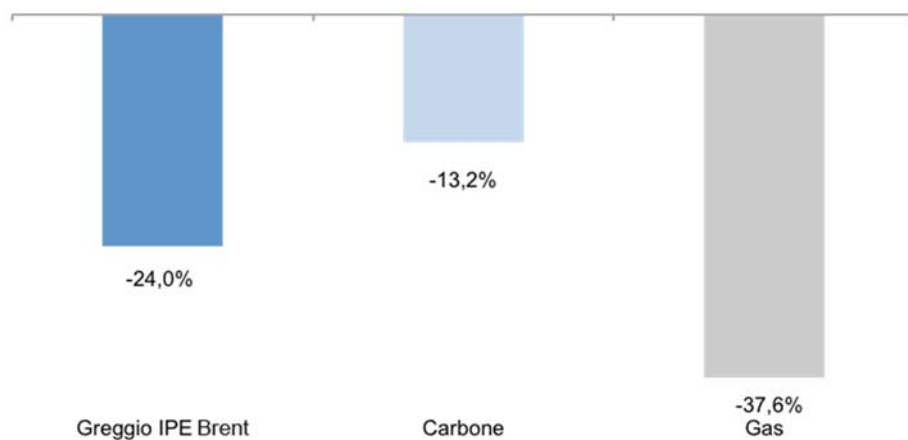
	Primi nove mesi	
	2016	2015
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	42,0	55,4
Prezzo medio CO ₂ (euro/ton)	5,3	7,6
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) ⁽¹⁾	50,9	58,7
Prezzo medio del gas (euro/MWh) ⁽²⁾	13,0	20,8
Cambio medio dollaro USA per euro	1,12	1,11
Euribor a sei mesi (media del periodo)	-0,15%	0,08%

(1) Indice API#2.

(2) Indice TTF.

Il rapporto di cambio euro/dollaro, pur con andamenti altalenanti, ha visto nel corso del terzo trimestre 2016 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 2016 rispetto ai primi nove mesi 2015



Indice dei prezzi al consumo (CPI)

Primi nove mesi			
	2016	2015	Variazione
Italia	-	0,2%	-0,2%
Spagna	0,3%	-0,9%	1,2%
Russia	6,7%	15,7%	-9,0%
Slovacchia	-0,4%	-0,5%	0,1%
Argentina	42,2%	14,4%	27,8%
Brasile	8,1%	9,5%	-1,4%
Cile	3,2%	4,6%	-1,4%
Colombia	7,4%	5,4%	2,0%
Perù	2,8%	3,9%	-1,1%

Tassi di cambio

Primi nove mesi			
	2016	2015	Variazione
Euro/Dollaro americano	1,11	1,15	-3,6%
Euro/Sterlina britannica	0,80	0,73	8,8%
Euro/Franco svizzero	1,09	1,08	0,9%
Dollaro americano//Yen giapponese	108,48	120,92	-11,5%
Dollaro americano//Dollaro canadese	1,32	1,26	4,5%
Dollaro americano/Dollaro australiano	1,32	1,26	4,5%
Dollaro americano/Rublo russo	68,35	59,62	12,8%
Dollaro americano/Peso argentino	16,24	10,00	38,4%
Dollaro americano/Real brasiliano	3,96	3,52	11,1%
Dollaro americano/Peso cileno	759,11	713,67	6,0%
Dollaro americano/Peso colombiano	3.419,53	2.943,99	13,9%
Dollaro americano/Nuovo sol peruviano	3,76	3,50	6,9%
Dollaro americano/Peso messicano	20,44	17,37	15,0%
Dollaro americano/Lira turca	2,94	2,66	9,5%
Dollaro americano/Rupia indiana	67,13	66,00	1,7%
Dollaro americano/Rand sudafricano	24,99	24,17	3,3%

Il contesto economico energetico nei primi nove mesi del 2016

Andamento economico

I primi nove mesi del 2016 sono stati caratterizzati da un contesto internazionale quanto mai disomogeneo e volatile nelle principali aree finanziarie del globo con comportamenti divergenti delle banche centrali nazionali che hanno perpetuato con politiche monetarie accomodanti, mentre per le aree emergenti si è assistito a una difesa dalle pressioni inflazionistiche attraverso rialzi dei tassi finanziari e svalutazioni monetarie.

Per quanto riguarda l'area europea il clima di fiducia stenta a tornare ai livelli pre-crisi (con ripresa debole di investimenti sia pubblici sia privati) mentre l'inflazione rimane ancorata su un sentiero negativo con il livello "Core" in calo, e sotto il

punto percentuale negli ultimi due trimestri a causa del basso prezzo delle commodity e dai consumi ridotti. In questo contesto la Banca Centrale Europea (BCE) ha potenziato la propria politica monetaria espansiva attraverso una serie di iniziative: 1) riduzione del tasso di interesse sui depositi dello 0,40%; 2) il tasso di rifinanziamento allo 0% e sulla "marginal lending facility" allo 0,25%; 3) l'espansione dell'acquisto di titoli a 80 miliardi di euro al mese, esteso non solo al settore pubblico ma anche a quello privato non finanziario, allo scopo di garantire maggiore liquidità al sistema. Il clima viene maggiormente inasprito dalle tensioni sul settore bancario, che risulta provato dalla debolezza patrimoniale e dai margini di intermediazione ridotti dai bassi tassi di interesse, con il comparto italiano tra i più colpiti. La bassa profittabilità del sistema (a causa di un regime di tassi di interesse a zero) e la ridotta efficienza nella gestione dei costi (cost/income ratio ancora elevati) esasperano la situazione già delicata in termini patrimoniali.

In Italia il ratio dei NPL/CET1 ovvero dei crediti in sofferenza sul patrimonio di base (puro equity) è in media del 150%, il più alto in Europa e non sostenibile nel lungo periodo. Questo è intrinseco alla tipologia di business prettamente domestico del settore bancario esacerbato da un'economia stagnante. A livello di stabilità patrimoniale le banche però risultano ben capitalizzate, con un valore medio del CET1 al 12,3% (sopra i requisiti di Basilea III).

Il primo semestre dell'anno si è concluso con un avvenimento molto importante, le cui conseguenze economiche e politiche a livello globale, sono ancora difficilmente misurabili. Il 24 giugno scorso la Gran Bretagna ha sancito infatti, attraverso il referendum, l'uscita dall'Unione Europea con un impatto immediato molto importante sui mercati finanziari per poi lentamente riallinearsi ai valori di equilibrio. Gli indicatori economici rimangono positivi ma volatili (IP, occupazione e indice PMI in aumento) con lo shift temporale degli investimenti che non si è ancora materializzato. Fin quando non verrà esercitato l'articolo 50 (e definiti quindi gli accordi commerciali con l'Europa) sarà difficile quantificare gli impatti in termini di slittamento su investimenti e contrazione dei consumi. La sterlina ai minimi storici e le aspettative di inflazione in crescita non si tradurranno probabilmente in una modifica dei tassi della Banca Centrale in quanto un rialzo potrebbe minare ulteriormente le prospettive di crescita. Per quanto riguarda gli Stati Uniti, i dati della crescita e le risposte del mercato del lavoro hanno confermato un trend positivo negli ultimi mesi, con l'inflazione che si mantiene vicina al livello target del 2%. I timori di un hard-lending cinese caratterizzanti soprattutto i primi mesi dell'anno, assieme alle basse quotazioni delle commodity con gli annessi importanti riflessi sui Paesi emergenti e l'andamento altalenante dell'economia reale hanno determinato un ritardo nel rialzo dei tassi americani e un continuo rafforzamento della valuta statunitense. Tale contesto ha creato forti tensioni sui mercati finanziari con andamento negativo dei principali indici azionari (in particolare Giappone ed Europa), sulla base di aspettative di revisione al ribasso degli utili per azione dei principali comparti e un aumento dell'avversione al rischio degli investitori, con gli acquisti che si sono concentrati su beni rifugio quali lo yen, il franco svizzero, l'oro e i titoli governativi tedeschi e giapponesi (questi ultimi con scadenze brevi arrivati a offrire rendimenti negativi).

Lo scorso febbraio la Bank of Japan (BoJ) ha deciso di introdurre tassi di interesse negativi sui depositi nel tentativo di stimolare maggiormente i prestiti al settore privato e di conseguenza gli investimenti, sostenendo la crescita, ma soprattutto l'inflazione ancora in territorio negativo.

Diversa la situazione in America Latina, che sul finire del 2015, con un'economia già in difficoltà, ha dovuto affrontare l'effetto del "Niño", che ha causato inondazioni in Argentina e Cile, mentre ha causato fenomeni di siccità e alte temperature in Brasile. Nel 2016 le economie del Latam sono alle prese con stagflazione e elevate pressioni inflazionistiche. In Argentina la crescita dell'inflazione oltre le attese nel terzo trimestre, raggiungendo il 42%. Il Governo sta lavorando per limitare la crescita mese su mese e riportarla a livello target, che saranno implementati a partire dal 2017 (12-17% per il 2017; 8-12% per il 2018). La rimozione alle restrizioni sulle valute estere ha determinato una svalutazione del peso, normalizzando il mercato dei cambi con la finalità di dare nuovo carburante ai motori della crescita con un focus sulle esportazioni e sugli investimenti. Il Presidente Macri ha conferito un assetto più aperto all'economia, con provvedimenti di politica commerciale che mirano a snellire le operazioni di import/export aprendo l'economia ai mercati internazionali. Le misure intraprese dal Governo per stabilizzare l'economia al momento non hanno

ancora espresso un impatto reale sull'inflazione e i prossimi mesi saranno determinanti per verificare se le misure del Governo si trasferiranno sull'economia reale. In Brasile durante i primi nove mesi si è registrata un'inflazione dell'8,3% su base annua, a causa del rialzo dei prezzi dei beni agricoli e degli alimenti non processati, ma con trend in lieve contrazione.

Il Cile sta attraversando un periodo controverso, L'incremento inatteso nel mese di giugno dello 0,4% (per effetto dei beni alimentari e costi di trasporto), riflette un'inflazione che fatica a convergere verso il livello target del 3% contro il 4,1% a settembre YtD. Il Monetary Policy Committee (MPC) continua a mantenere invece una politica monetaria neutrale, a fronte di un quadro generale in peggioramento. con l'attività industriale in calo da inizio anno ma che ad agosto evidenzia una ripresa (+3,6% YoY) e un mercato del lavoro debole con la disoccupazione al 7%. Simile la manovra monetaria in Perù, con i tassi inalterati al 4,25% da marzo. Gli indicatori dell'attività economica dopo il calo in aprile, (PIL +2,5% su base annua) segnano una ripresa a +3,8%. L'inflazione nel terzo trimestre si è mantenuta stabile, nell'intorno del 3% (3,1% in settembre), in forte calo però rispetto al 4,6% di gennaio scorso. Differente la situazione in Colombia, dove l'inflazione è cresciuta fuori controllo fino a luglio (il valore più alto negli ultimi 16 anni, +8,6% e 8% su base annua). Negli ultimi due mesi il trend si è invertito e a settembre i livelli dei prezzi sono al previsti in aumento del 7,4%, lontano dal livello target (+3%). L'incremento è stato dettato dalla crescita delle spese dei beni alimentari e spese sanitarie. Esclusi i beni alimentari ed energetici, l'inflazione rimane comunque elevata, pari al +6,7%. Gli effetti del rallentamento economico non sono ancora evidenti nei livelli di inflazione, che continua a mostrare fattori di persistenza e forte disallineamento rispetto alle aspettative. In virtù di tale deterioramento sui livelli dei prezzi, il Monetary Policy Committee ha deciso di mantenere un approccio restrittivo, continuando il rialzo dei tassi a settembre.

In Russia, l'inflazione riprende il trend in contrazione ed è attesa sotto la soglia del 7% a settembre, per via del limitato incremento del calo dei prezzi dei servizi. Tuttavia, sono da monitorare l'andamento dei prezzi dei beni alimentari (che mostra persistente crescita) e l'effetto del potenziale indebolimento del rublo sul dollaro. A livello economico i dati preliminari segnano una contrazione del PIL nel terzo trimestre del 2016 dell'1,2% su base annua, su cui impattano ancora consumi deboli (-5,8%) e il crollo degli investimenti (-7,4%), oltre a un calo delle esportazioni attese -1,7% su base annua.

Le quotazioni internazionali delle commodity

Da inizio anno i prezzi del petrolio sono stati contraddistinti da forte volatilità, in calo fino a febbraio per poi rimbalzare fortemente (+~90%). I fattori principali di tale andamento sono riconducibili a: 1) un ribasso delle previsioni circa la performance economica in Cina e negli Stati Uniti (nei primi mesi dell'anno); 2) un incremento delle posizioni speculative; 3) la volontà di alcuni produttori OPEC e non OPEC di prendere in considerazione un intervento coordinato; 4) diverse interruzioni inattese (disruption) nei principali giacimenti, che hanno comportato una riduzione di oltre due milioni di barili al giorno da febbraio scorso, favorendo così il ribilanciamento dei fondamentali di mercato e dei prezzi. Da giugno i prezzi hanno oscillato nel range 40-50 dollari al barile, influenzati dal recupero delle trivellazioni di shale gas in contrasto con l'effetto bullish dei rumors circa possibili tagli della produzione, che si sono concretizzati nell'accordo che sarà poi definito a novembre circa una strategia di tagli fino a un massimo di 1 milione di barili al giorno. Inizialmente i prezzi sono stati mossi principalmente dal "sentiment" generale degli investitori, "risk on, risk off", come dimostra insolitamente l'elevata correlazione con il mercato azionario, e poi dalla speculazione circa il crollo negli Stati Uniti dell'attività di perforazione non convenzionale e il congelamento della produzione OPEC. La volatilità è aumentata in seguito alla rimozione della sanzione sull'export dell'Iran e la conferma del Ministro del Petrolio iraniano di voler aumentare la produzione fino a 4 milioni di barili al giorno, nonostante l'intesa tra l'Arabia Saudita, il Venezuela, il Kuwait e la Russia di bloccare la produzione al livello medio dei primi mesi dell'anno. Il bilanciamento tra domanda e offerta del mercato petrolifero, attualmente in oversupply, è atteso dagli analisti nella seconda metà del 2017, ma potrebbe accelerare in virtù dei tagli della produzione.

L'andamento della domanda di gas nei primi nove mesi dell'anno ha subito nell'area euro una crescita dello 0,25%, grazie a una ripresa nel terzo trimestre. I settori commerciale e industriale hanno compensato il ritardo del settore residenziale. In Europa il prezzo ha subito un forte calo a inizio 2016 (-22%) nel primo trimestre, tuttavia durante nel corso del secondo trimestre il calo delle temperature e le prime manutenzioni, programmate e non, ai campi di produzione norvegesi hanno reso il mercato più teso e, di conseguenza, si è verificato un recupero del prezzo. Tuttavia i fondamentali mostrano ancora un livello degli stoccaggi in EU continentale a livelli molto elevati: 87 miliardi di metri cubi vs 65 miliardi di metri cubi (media ultimi quattro anni) per il persistere dell'oversupply, a eccezione di quanto accade in Gran Bretagna per l'indisponibilità prolungata fino a marzo 2017 dello stoccaggio di Rough.

L'Italia ha registrato una contrazione dello 0,5% nel terzo trimestre del 2016 dopo gli incrementi dovuti al forte utilizzo di impianti di generazione a gas in estate. I principali mercati di importazione rimangono la Russia e l'Algeria, con quest'ultima che ha incrementato la fornitura del 130% (compensando Libia, Norvegia, Olanda e LNG). In Spagna la domanda è risultata in calo nell'ultimo trimestre (-1,7%), influenzata da temperature più miti. Rimangono sostenuti l'import dall'Algeria e la fornitura di LNG.

Per quanto riguarda il carbone, i prezzi hanno subito una rapida impennata sul finire del primo semestre guidati da una ricopertura di posizioni short sul mercato a termine e timori di una scarsa disponibilità della commodity nell'hub sudafricano Richard Bay, e si sono mantenuti sopra i 60 \$/tonnellata nel terzo trimestre. I prezzi in Nord Europa (NWE) mantengono un trend positivo principalmente per l'incremento dell'import cinese e dei prezzi oil. Il mercato Far East si dimostra il più teso come evidenzia il differenziale API2-API4, tornato negativo. In Europa, infatti, la domanda di carbone nel settore power resta debole, mentre è in forte recupero nel bacino pacifico, trainata dal recupero cinese per la limitazione nella produzione locale.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

3° trimestre			GWh	Primi nove mesi		
2016	2015	Variazione		2016	2015	Variazione
79.477	83.680	-5,0%	Italia	230.481	237.830	-3,1%
64.187	63.936	0,4%	Spagna	187.817	187.550	0,1%
177.517	172.855	2,7%	Russia	563.457	558.263	0,9%
7.018	6.939	1,1%	Slovacchia	22.079	21.578	2,3%
34.463	34.791	-0,9%	Argentina	104.411	102.211	2,2%
131.573	132.354	-0,6%	Brasile	410.495	407.835	0,7%
18.252	17.898	2,0%	Cile	54.839	53.232	3,0%
16.346	17.062	-4,2%	Colombia	49.463	49.268	0,4%
12.026	11.082	8,5%	Perù	35.945	32.838	9,5%

Fonte: TSO nazionali.

Nei primi nove mesi del 2016, l'andamento della domanda di energia elettrica in Italia è negativo del 3,1%, mentre in Spagna risulta in linea rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. La situazione nei Paesi dell'Est Europa vede un andamento lievemente positivo in Russia (in controtendenza però rispetto al contesto economico recessivo), mentre in Slovacchia si registra una performance del +2,3%, coerente con la crescita del PIL. Per quanto riguarda l'America Latina, la domanda in Brasile è in crescita dello 0,7%, mentre l'Argentina conferma la crescita della domanda più contenuta dei mesi precedenti. Cile e Colombia registrano una crescita del fabbisogno, rispettivamente pari a 3,0% e 0,4%, così come il Perù che chiude i nove mesi con un incremento della domanda del 9,5%.

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 3Q 2016 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 3Q 2016 - 3Q 2015	Prezzo medio peakload 3Q 2016 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 3Q 2016 - 3Q 2015
Italia	40,9	-27,8%	45,1	-27,7%
Spagna	41,7	-25,1%	45,1	-27,0%
Russia	16,9	6,9%	19,3	5,9%
Slovacchia	30,1	-16,6%	36,3	-20,6%
Brasile	29,4	-40,4%	56,0	-56,3%
Cile	59,0	22,3%	128,7	-26,0%
Colombia	43,8	-54,8%	239,5	-63,6%

L'andamento della domanda di gas nei primi nove mesi dell'anno ha subito nell'area euro un calo dovuto a una riduzione del residenziale, parzialmente compensata dalla ripresa della domanda termoelettrica e industriale. Sia in Italia che in Spagna si registrano consumi in contrazione rispetto allo stesso periodo del 2015. Nei primi nove mesi del 2016, la domanda spagnola registra una riduzione dell'1,7%, mentre quella italiana è in diminuzione del 3,7%, rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

3° trimestre		Milioni di m³			Primi nove mesi			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
2.797	2.783	14	0,5%	Usi domestici e civili	19.711	21.283	(1.572)	-7,4%
2.859	2.896	(37)	-1,3%	Industria e Servizi	9.300	9.519	(219)	-2,3%
5.619	5.983	(364)	-6,1%	Termoelettrico	15.238	15.170	68	0,4%
208	198	10	5,1%	Altro ⁽¹⁾	974	995	(21)	-2,1%
11.483	11.860	(377)	-3,2%	Totale	45.223	46.967	(1.744)	-3,7%

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nei primi nove mesi del 2016 si attesta a 45,2 miliardi di metri cubi, registrando un decremento del 3,7% rispetto allo stesso periodo del 2015. Nel terzo trimestre 2016 i consumi calano del 3,2% rispetto al trimestre del 2015, con la domanda dei settori industriale e termoelettrico che torna a contrarsi, a luglio e ad agosto, complice la debole domanda elettrica e la penetrazione delle rinnovabili, a un ritmo più alto rispetto al primo semestre, per poi riprendersi a settembre sui livelli 2015. Resta debole anche la domanda per usi domestici e civili.

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

3° trimestre				Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2016	2015	Variazioni				2016	2015	Variazioni	
Produzione netta:									
46.478	49.369	(2.891)	-5,9%	- termoelettrica		130.301	133.177	(2.876)	-2,2%
12.241	12.395	(154)	-1,2%	- idroelettrica		33.746	35.996	(2.250)	-6,3%
2.994	2.698	296	11,0%	- eolica		13.132	11.598	1.534	13,2%
1.456	1.444	12	0,8%	- geotermoelettrica		4.409	4.318	91	2,1%
7.753	8.175	(422)	-5,2%	- fotovoltaica		19.022	21.145	(2.123)	-10,0%
70.922	74.081	(3.159)	-4,3%	Totale produzione netta		200.610	206.234	(5.624)	-2,7%
8.970	9.961	(991)	-9,9%	Importazioni nette		31.526	32.902	(1.376)	-4,2%
79.892	84.042	(4.150)	-4,9%	Energia immessa in rete		232.136	239.136	(7.000)	-2,9%
(415)	(362)	(53)	-14,6%	Consumi per pompaggi		(1.655)	(1.306)	(349)	-26,7%
79.477	83.680	(4.203)	-5,0%	Energia richiesta sulla rete		230.481	237.830	(7.349)	-3,1%

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo settembre 2016).

L'*energia richiesta* in Italia nei primi nove mesi del 2016 registra un decremento (-3,1%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2015, attestandosi a 230,5 TWh (79,5 TWh nel terzo trimestre 2016). L'energia richiesta del periodo è stata soddisfatta per l'86,3% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,2% nei primi nove mesi del 2015) e per il restante 13,7% dalle importazioni nette (13,8% nei primi nove mesi 2015).

Le *importazioni nette* dei primi nove mesi del 2016 registrano un decremento del 4,2% rispetto ai primi nove mesi del 2015; analogo andamento, seppur più marcato, si rileva nel terzo trimestre 2016 con un decremento del 9,9% (-1,0 TWh).

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2016 registra un decremento del 2,7% (-5,6 TWh), attestandosi a 200,6 TWh (70,9 TWh nel terzo trimestre 2016). In particolare, la minore produzione da fonte idroelettrica (-2,2 TWh) conseguente le più favorevoli condizioni di idraulicità dell'analogo periodo dell'esercizio precedente, nonché la minore produzione fotovoltaica (-2,1 TWh) e termoelettrica per 2,9 TWh, hanno più che compensato l'aumento della produzione da altre fonti rinnovabili (+1,6 TWh).

Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2016.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

3° trimestre				Milioni di kWh		Primi nove mesi		
2016	2015	Variazioni				2016	2015	Variazioni
61.973	65.728	(3.755)	-5,7%	Produzione netta		185.963	193.756	(7.793) -4,0%
(443)	(714)	271	38,0%	Consumo per pompaggi		(3.916)	(3.200)	(716) -22,4%
2.657	(1.078)	3.735	-	Esportazioni nette ⁽¹⁾		5.770	(3.006)	8.776 -
64.187	63.936	251	0,4%	Energia richiesta sulla rete		187.817	187.550	267 0,1%

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo settembre 2016 ed *Estadística diaria* - consuntivo settembre 2015 peninsulare). I volumi dei primi nove mesi 2015 sono aggiornati al 9 maggio 2016.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nei primi nove mesi del 2016 registra un incremento dello 0,1% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2015 (+0,4% nel terzo trimestre 2016), attestandosi a 187,8 TWh (64,2 TWh

nel terzo trimestre 2016). Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nei primi nove mesi del 2016 risultano in decremento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2015, evidenziando delle maggiori importazioni necessarie a soddisfare il fabbisogno nazionale. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2016.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2016 si attesta a 186,0 TWh (62,0 TWh nel terzo trimestre 2016) rilevando un decremento del 4,0% (-7,8 TWh). Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2016.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

3° trimestre				Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2016	2015	Variazioni				2016	2015	Variazioni	
3.879	3.806	73	1,9%	Produzione netta		10.388	10.273	115	1,1%
406	471	(65)	-13,8%	Importazioni nette		1.015	1.071	(56)	-5,2%
4.285	4.277	8	0,2%	Energia richiesta sulla rete		11.403	11.344	59	0,5%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo settembre 2016 ed *Estadística diaria* - consuntivo settembre 2015 extrapeninsulare). I volumi dei primi nove mesi del 2015 sono stati aggiornati al 9 maggio 2016.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nei primi nove mesi del 2016 risulta in incremento (+0,5%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2015, attestandosi a 11,4 TWh (4,3 TWh, +0,2% nel terzo trimestre 2016). Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 91,1% e dalle importazioni nette per il restante 8,9%.

Le *importazioni nette* nei primi nove mesi del 2016 si attestano a 1,0 TWh (0,4 TWh nel terzo trimestre 2016) e sono relative interamente all'interscambio con la produzione realizzata nella penisola iberica.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2016 registra un incremento dell'1,1% (+0,1 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 2016.

Aspetti normativi e tariffari

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015, a cui si rinvia per una trattazione completa, di seguito sono riportate le principali variazioni rilevate nei primi nove mesi relativamente agli aspetti normativi e tariffari nei Paesi in cui Enel opera.

Il quadro regolamentare europeo

Entrata in vigore MIFID II/MIFIR

Il 1° luglio 2016 sono entrati in vigore il Regolamento (EU) 2016/1033 e la direttiva (EU) 2016/1034 che hanno prorogato l'entrata in vigore della disciplina in materia di fornitura di servizi di investimento in Europa (rispettivamente il Regolamento MIFIR e la Direttiva MIFID II) dal 3 gennaio 2017 al 3 gennaio 2018. L'obbligo di recepimento della direttiva da parte degli Stati Membri è slittato conseguentemente dal 3 luglio 2016 al 3 luglio 2017.

Il quadro regolamentare italiano

Con la delibera n. 137/2016/R/com l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) ha sostituito il Testo Integrato Unbundling Contabile di cui alla delibera n. 231/2014/R/com (in vigore fino all'esercizio 2015) con un nuovo Testo, integrato con la disciplina per il settore idrico (in vigore dall'esercizio 2016).

Nel 2015 con la delibera n. 296/2015/R/com l'AEEGSI ha disciplinato gli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas. In particolare, l'Autorità ha previsto l'obbligo di separazione del marchio, degli altri segni distintivi (tra cui la denominazione sociale) e delle politiche di comunicazione delle imprese di distribuzione rispetto alle imprese di vendita che operano all'interno di un medesimo gruppo societario e tra le attività di vendita in maggior tutela e sul mercato libero.

Tra aprile e luglio 2016 il TAR Lombardia ha respinto i ricorsi promossi da Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel Energia. In esecuzione della sentenza TAR, Enel Distribuzione ha pertanto modificato la propria denominazione sociale (e relativo marchio), assumendo quella di "e-distribuzione SpA". Le società e-distribuzione ed Enel Servizio Elettrico hanno impugnato le sentenze TAR dinanzi al Consiglio di Stato e anche Enel Energia sta predisponendo il proprio appello.

Con la delibera n. 327/2016/R/eel l'AEEGSI ha prorogato al 1° gennaio 2017 il termine entro cui le imprese di vendita in maggior tutela e sul mercato libero sono tenute a implementare le misure di separazione del marchio, degli altri segni distintivi e delle politiche di comunicazione previste dal provvedimento n. 296/2015/R/com.

Con la delibera n. 333/2016/R/eel l'AEEGSI ha definito la regolazione da attuare agli sbilanciamenti effettivi nel periodo luglio 2012- settembre 2014 in seguito alle sentenze del TAR Lombardia e del Consiglio di Stato che avevano annullato la previgente regolazione.

Con la delibera n. 444/2016/r/eel l'AEEGSI ha riformato la disciplina dei prezzi di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, prevedendo l'applicazione di un sistema misto *single price/dual price* alle unità di consumo e alle unità di produzione non abilitate al Mercato per il Servizio di Dispacciamento.

Italia

Generazione

Con la delibera n. 326/2016/R/eel l'AEEGSI ha dato mandato a Terna di effettuare la procedura concorsuale per assegnare i contratti di approvvigionamento di riserva terziaria di sostituzione in Sardegna per il periodo dal 1° luglio 2016 al 31 dicembre 2018. I contratti assegnati da Terna prevedono l'obbligo di offerta sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento al costo variabile riconosciuto all'impianto a fronte di un premio definito in esito alla procedura concorsuale. A valle di tale procedura, è stato contrattualizzato l'impianto Enel di Sulcis per l'intera capacità.

A seguito dell'entrata in esercizio del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia e il Continente dal 28 maggio 2016, con la delibera n. 274/2016/R/eel è stato stabilito, con decorrenza dalla medesima data, il termine del regime di essenzialità in Sicilia ai sensi del decreto legge 24 giugno 2014, n. 9. Tale decreto aveva previsto che le unità di produzione programmabili di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia fossero considerate unità essenziali in regime di reintegro dei costi a partire dal 1° gennaio 2015 fino alla data di entrata in esercizio del collegamento Sorgente-Rizziconi.

Con la delibera n. 342/2016/E/eel l'AEEGSI ha disposto l'avvio di un procedimento per l'adozione di misure volte a contrastare, mediante provvedimenti prescrittivi e/o provvedimenti di regolazione asimmetrica, alcune condotte poste in

essere da parte degli utenti del dispacciamento nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e potenzialmente configurabili come abusi di mercato ai sensi del Regolamento (UE) 1227/2011 - REMIT.

Con successiva delibera n. 477/2016/E/eel l'AEEGSI ha segnalato all'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato le condotte tenute da alcuni utenti del dispacciamento in immissione operanti sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento, al fine di valutare la potenziale violazione della normativa in materia di diritto della concorrenza. Tra gli utenti oggetto di segnalazione rientra Enel Produzione SpA per quanto riguarda l'offerta sui mercati all'ingrosso dell'impianto di Brindisi. In esito alla segnalazione trasmessa dall'AEEGSI, l'AGCM, in data 6 ottobre 2016, ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti di Enel SpA ed Enel Produzione SpA per accertare l'esistenza di un possibile abuso di posizione dominante sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento.

Distribuzione

Distribuzione e misura

Con la delibera n. 87/2016/R/eel l'AEEGSI ha approvato le specifiche funzionali dei contatori elettronici di seconda generazione prevedendo anche i livelli di performance dei nuovi sistemi di smart metering.

Con successiva delibera saranno definiti i criteri di remunerazione dell'investimento a valle di un'ulteriore fase di consultazione.

Con la delibera n. 233/2016/R/eel, l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2016 in base alle quali viene determinato, per ciascun esercente, il livello dei ricavi riconosciuti per lo svolgimento delle proprie attività. Tali tariffe recepiscono le novità introdotte con la delibera n. 654/2015/R/eel e in particolare l'eliminazione del *lag* regolatorio e della correlata maggiorazione di un punto percentuale sul WACC, che veniva garantita agli operatori quale ristoro del fatto che la remunerazione degli investimenti fosse riconosciuta in tariffa solo a partire dal secondo anno successivo alla loro realizzazione. Pertanto tali tariffe includono la remunerazione, in base al WACC vigente, del capitale investito regolatorio dell'esercizio 2015 e la remunerazione, sempre calcolata in base al WACC, dell'aumento forfetario delle immobilizzazioni nette 2012-2014, conseguente all'eliminazione della maggiorazione del WACC di cui sopra.

Con riferimento al calcolo delle garanzie prestate dai venditori ai distributori in relazione al servizio di trasporto, la sentenza del Consiglio di Stato del 24 maggio 2016 ha annullato la delibera n. 612/2013/R/eel, stabilendo che le stesse debbano essere calcolate al netto degli oneri di sistema. La sentenza ha comunque demandato all'autonomia contrattuale delle parti, nella stipulazione dei singoli contratti di trasporto, la regolazione eventuale di questo profilo.

In data 10 dicembre 2015 l'AGCM ha notificato a Enel SpA ed Enel Distribuzione l'avvio di un procedimento sanzionatorio allo scopo di accertare l'eventuale esistenza di una strategia di Gruppo volta a ostacolare lo sviluppo del mercato dei sistemi di monitoraggio dei consumi. In data 19 maggio 2016 l'AGCM ha disposto la pubblicazione degli impegni proposti dalle due società, valutandoli, pertanto, non manifestamente infondati. A seguito del market test, in data 8 settembre 2016, l'AGCM ha reso noto di aver concluso il procedimento, senza accertamento di infrazione e irrogazione di sanzione, accettando gli impegni presentati dalle società Enel SpA e Enel Distribuzione SpA.

Con la delibera n. 458/2016/R/eel l'AEEGSI ha emanato il nuovo Testo Integrato della Misura Elettrica (TIME), che entrerà in vigore il 1° gennaio 2017. Tra le novità introdotte, vengono modificati gli obblighi a carico dei distributori in tema di lettura dei contatori in bassa tensione, incrementandone la frequenza, e viene modificata la disciplina delle penali in caso di mancata lettura. La delibera estende inoltre i requisiti funzionali dei contatori 2G di cui alla delibera n. 87/2016/R/eel anche ai punti di misura in bassa tensione di generazione.

Relativamente alle procedure e alle condizioni economiche per la connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione e trasmissione, l'AEEGSI ha pubblicato la delibera n. 424/2016/R/eel che aggiorna il Testo Integrato per le Connessioni (TICA), prevedendo in particolare l'introduzione di corrispettivi differenziati per gli impianti di piccola potenza.

Vendita

Con la delibera n. 209/2016/E/com l'AEEGSI ha disciplinato il tentativo obbligatorio di conciliazione quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale nelle controversie tra clienti finali e operatori, con decorrenza 1° gennaio 2017.

Energia elettrica

Con la delibera n. 369/2016/R/eel l'AEEGSI approva, a partire dal 1° gennaio 2017, la disciplina della Tutela Simile e la revisione delle condizioni di erogazione del servizio di maggior tutela (Servizio di Maggior Tutela riformato).

La Tutela Simile e il Servizio di Maggior Tutela riformato sono gli strumenti individuati da AEEGSI per accompagnare il cliente verso il mercato libero.

In particolare, attraverso la Tutela Simile si offre a chi non ha ancora scelto un fornitore sul mercato libero l'opportunità di sperimentare una forma di offerta più vicina allo stesso mercato libero, sebbene in un contesto "sorvegliato" dalla stessa AEEGSI.

Nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII), finalizzato alla gestione dei flussi informativi tra gli operatori del mercato dell'energia elettrica e del gas, con le delibere n. 73/2016/R/eel e 553/2016/R/eel l'AEEGSI ha disposto anche la centralizzazione di alcune attività funzionali alla sottoscrizione e alla risoluzione dei contratti di dispacciamento, trasmissione e distribuzione.

Gas

In merito alla definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, l'AEEGSI ha confermato per il periodo 1° ottobre 2016 - 31 dicembre 2017, estendendone di un trimestre l'applicazione rispetto alla durata dell'anno termico, la modalità vigente che prevede la 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.

Con la delibera n. 312/2016/R/GAS l'AEEGSI, in attuazione del Regolamento europeo n. 312/14, ha avviato dal 1° ottobre 2016 il nuovo regime di bilanciamento, con l'obiettivo tra l'altro di aumentare la disponibilità di risorse flessibili per bilanciare il sistema e migliorare il set informativo degli utenti.

Rinnovabili

Il 23 giugno 2016 è stato firmato dai Ministri competenti (Ministero dello Sviluppo Economico; Ministero dell'Ambiente; Ministero delle Politiche Agricole e Forestali) il decreto per gli incentivi alle fonti rinnovabili diverse dal solare fotovoltaico per l'anno 2016.

Verranno messi ad asta circa 1.400 MW di capacità suddivise per le diverse tecnologie: in particolare alle tecnologie "mature" più efficienti (come l'eolico) viene assegnata circa la metà delle risorse disponibili.

Gli incentivi verranno assegnati attraverso procedure di aste al ribasso differenziate per tecnologia per gli impianti di grandi dimensioni (>5 MW), mentre gli impianti inferiori a tale soglia dovranno chiedere l'iscrizione ad appositi registri. I bandi di asta sono attualmente in corso e si chiuderanno il 28 ottobre (registri) e il 27 novembre (aste). Lo schema di decreto è stato preventivamente autorizzato dalla Commissione Europea per garantirne la compatibilità con le linee guida sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente.

Il decreto mette a disposizione, a regime, oltre 400 milioni di euro all'anno a favore dei nuovi impianti che verranno selezionati nel 2016. Verrà comunque rispettato il tetto complessivo di 5,8 miliardi di euro annui di spesa previsto per le energie rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

Iberia

Spagna

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il 31 marzo 2016 il Ministero di Industria, Energia e Turismo ha iniziato la procedura per l'introduzione di una nuova ordinanza ministeriale con cui verrà stabilita la remunerazione per l'attività di distribuzione per l'anno 2016, conformemente con quanto disposto dall'ordinanza IET/2735/2015. Transitoriamente, fino all'approvazione di tale nuova ordinanza, verrà mantenuta la remunerazione prevista per l'anno 2015.

Tale ordinanza (IET/980/2016) è stata pubblicata il 16 giugno, stabilendo la remunerazione per l'attività di distribuzione per l'anno 2016. A Endesa è stata assegnata una remunerazione pari a 2.014 milioni di euro. Inoltre, sempre per Endesa, il livello degli incentivi per qualità del servizio e perdite non tecniche è stato fissato pari a 7 e 2 milioni di euro rispettivamente. Tale ordinanza determina anche la remunerazione base del primo periodo regolatorio che va dal 1° gennaio 2016 al 31 dicembre 2019.

Buono Sociale

Il 10 settembre 2016 è stata pubblicata l'ordinanza IET/1451/2016 che determina le percentuali di attribuzione dei costi per il finanziamento del Buono Sociale per il 2016. Endesa dovrà sostenere il 41,10% dei costi.

Rinnovabili

Durante gli ultimi mesi del 2015 è stato definito il criterio tale per cui si assegnino incentivi ai nuovi impianti di energia rinnovabile, in linea con il nuovo quadro normativo. Ciò annulla l'efficacia della moratoria imposta dal regio decreto legge n. 1/2012. Questo criterio, che prevede l'assegnazione mediante un processo d'asta, era stato già contemplato nella nuova legge sull'approvvigionamento elettrico, anche se i dettagli per la sua applicazione rimanevano ancora da definire. Sono stati definiti mediante il regio decreto n. 947/2015, il decreto ministeriale IET/2212/2015 e la risoluzione del 30 novembre del Segretario di Stato per l'energia. La prima asta, fissata per il 14 gennaio 2016, sollecita 500 MW di potenza eolica e 200 MW da biomasse. L'asta è stata aggiudicata, per i progetti eolici, senza nessun incentivo, mentre nel caso dei progetti di biomassa è stato riconosciuto il solo incentivo legato ai costi di gestione degli impianti (componente Ro). Enel Green Power España, che ha partecipato all'asta per l'assegnazione di capacità eolica, non è stata aggiudicataria di nessun progetto.

Il 10 febbraio 2016 è iniziata la prova di abilitazione che le energie rinnovabili dovranno superare per essere considerate idonee per partecipare ai servizi di aggiustamento del sistema.

Nell'ambito delle conversazioni finalizzate alla formazione del nuovo Governo spagnolo, tutti i partiti politici, con l'unica eccezione del PP (Partido Popular), hanno firmato una proposta per riformare la normativa relativa all'autoconsumo, con l'obiettivo di promuoverne lo sviluppo nel Paese. Tra le misure proposte le più rilevanti riguardano l'eliminazione dei costi di sistema attualmente a carico della gran parte dei consumatori e la possibilità di condividere, tra i consumatori, impianti di autoconsumo. Naturalmente il successo della proposta dipende dalla formazione di un nuovo Governo di cui facciano parte i firmatari della stessa; anche a valle delle nuove elezioni del 26 giugno, lo scenario è piuttosto incerto e la situazione comporta la necessità di nuovi negoziati con le altre controparti politiche il cui esito potrebbe arrivare nel mese di agosto.

Vista l'incerta situazione politica della Spagna e le difficoltà di formazione di un Governo, non si registrano novità normative di politica energetica per le società che operano nel settore delle rinnovabili.

In ogni caso per il quarto trimestre del 2016, si prevedono interventi volti a modificare alcuni parametri tariffari per le società di energia rinnovabile spagnole per il periodo 2017-2019.

Marocco

Rinnovabili

A febbraio 2016, il Governo ha avallato il progetto di legge n. 58/2015 che modifica alcuni aspetti della legge n. 09/2013. Questo disegno di legge prevede che i produttori di energia rinnovabile possano accedere anche alle reti di bassa tensione. Le condizioni specifiche verranno definite e regolamentate successivamente. Tale disegno di legge regola anche aspetti relativi all'immissione di energia rinnovabile in eccesso nella rete ad alta tensione.

Il 9 giugno 2016 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale la legge n. 48/2015 per organizzare il mercato elettrico e creare un nuovo regolatore per l'elettricità (ANRE). Il nuovo regolatore dovrà fissare le tariffe di trasporto e distribuzione di energia elettrica e anche eliminare le discriminazioni nell'accesso alle reti di trasporto di elettricità.

Il 24 giugno 2016 il Governo ha approvato tre decreti legge per riformare principalmente l'attività della Moroccan Agency for Solar Energy (MASEN). I testi dovranno essere approvati, dalle due camere del parlamento marocchino. Nel futuro, MASEN e non più l'ONEE, sovrintenderà alle attività rinnovabili in Marocco, a eccezione delle rinnovabili di soggetti privati (legge n. 13/2009) e delle stazioni di pompaggio (STEP). Si prevede, quindi, un trasferimento di attività e di competenze da ONEE a MASEN. Con le future modifiche, l'agenzia pubblica ADEREE si concentrerà sui temi dell'efficienza energetica.

Nel terzo trimestre del 2016 sono state pubblicate tre nuove leggi che modificano le funzioni di alcuni importanti enti regolatori del settore energetico in Marocco:

- > la legge n. 37/2016, che modifica e integra la legge MASEN n. 57/2009, prevede che MASEN venga rinominato "Agenzia Marocchina per l'Energia Sostenibile" e si occupi di sviluppare il settore dell'energia elettrica da tutte le fonti rinnovabili (eolica, solare, idraulica) con obiettivi predefiniti per legge (dovrà costruire nuovi impianti per una capacità totale di 3.000 MW entro il 2020 e 6.000 MW entro il 2030). Gli investitori privati potranno sviluppare impianti di energia rinnovabile in applicazione della legge n. 13/2009;
- > la legge n. 38/2016, che modifica e completa l'art. 2 del Dahir 1-63-226, dispone la rimozione all'ONEE di qualsiasi funzione relativa alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, a eccezione dei cosiddetti "STEPS" e dei progetti rinnovabili nel quadro normativo della legge n. 13/2009, il trasferimento di tutti i beni di produzione (ER) e di una parte dei dipendenti dall'ONEE al MASEN (entro un periodo massimo di cinque anni);
- > la legge n. 39/2016, che modifica e integra la legge n. 16/2009 prevede la rimozione delle competenze di ADEREE relative alla produzione di energia rinnovabile e la loro assegnazione in favore di MASEN. ADEREE, di fatto, si occuperà solo di efficienza energetica e cambierà il suo nome in "Agence Marocaine pour l'Efficacité Énergétique".

Europa e Nord Africa

Russia

Mercato della capacità e capacity payment

Il 27 giugno scorso è stato pubblicato il Decreto del Governo n. 563 recante modifiche alle modalità di calcolo del prezzo dei capacity payment (DPM), che ne assicurano una corretta definizione sia per il 2017 sia per gli anni in avanti.

In materia di aste sul mercato della capacità, il 25 luglio 2016 sono stati rivisti i termini di partecipazione al meccanismo prevedendo che anche la domanda possa accedervi attraverso la riduzione dei volumi di consumo.

Le ultime aste per la capacità (risultati pubblicati il 20 settembre 2016) hanno stabilito i parametri (prezzo e quantità) per l'anno 2020.

Rinnovabili

Con Decreto del Governo n.850 del 10 maggio 2016 sono state apportate le seguenti modifiche alla regolazione in materia di rinnovabili:

- > lo schema di incentivi per impianti fotovoltaici e piccolo idro è stato prolungato fino al 2024 (dal 2020);
- > i volumi di capacità obiettivo per il solare e il piccolo idro, non selezionati per le precedenti aste (anni 2013-2015), sono stati coperti e anche riallocati fino al 2024 (85,8 MW per il solare; 168 MW per il piccolo idro);
- > i volumi target totali sono stati mantenuti ai livelli iniziali (5.871 MW).

Il 14 giugno 2016 sono stati resi noti i risultati finali delle aste per gli investimenti in fonti rinnovabili per il quadriennio 2016-2019, che hanno visto l'aggiudicazione di soli progetti per impianti eolici.

Il 29 settembre è stato inoltre pubblicato il Decreto del Governo sulle compensazioni statali per i costi di connessione alla rete delle centrali che utilizzano fonti rinnovabili o torba. Lo schema, che si applica agli impianti con capacità installata al massimo pari a 25 MW, prevede che la compensazione non possa superare il 70% dei costi di connessione alla rete e comunque il valore dei 15 milioni di Rubli per impianto.

Regolazione Antitrust

Il 5 luglio 2016, il Servizio Federale Antitrust (FAS) ha emesso un avviso ufficiale affinché T Plus elimini le pratiche scorrette poste in essere contro Enel Russia in relazione al mercato del calore. In particolare, l'avviso prevede un obbligo per T Plus di sottoscrivere un contratto di fornitura del calore con Enel Russia in relazione all'impianto SuGRES nella città di Ekaterinburg.

Romania

Riconoscimento investimenti a fini tariffari

ANRE ha approvato il 4 marzo 2016 una nuova procedura di riconoscimento degli investimenti ai fini tariffari, che entrerà in vigore a partire dal 2017, e che nel 2016 servirà da raccomandazione per i distributori.

In particolare, la procedura prevede: (i) il non riconoscimento di investimenti inefficienti; (ii) il non riconoscimento dei costi dei lavori che eccedano del 10% i costi preventivati; (iii) la possibilità di modificare soltanto al massimo del 10% il piano annuale di investimenti una volta presentato. A tal proposito, ANRE sta conducendo delle verifiche in relazione agli investimenti effettuati nel 2014 con il rischio di mancato riconoscimento di alcuni costi per le società del Gruppo; il termine ultimo per fornire i documenti e le risposte a ANRE è il 31 agosto 2016.

Ad aprile 2016 la Corte dei Conti ha inoltre pubblicato un report sul funzionamento dei mercati energetici e sull'operato di ANRE con riferimento agli anni 2010-2014. Nell'ambito di tale rapporto si è dato evidenza del fatto che ANRE è venuta meno all'obbligo statutario di evitare incrementi delle tariffe di distribuzione; ciò in quanto l'Autorità ha riconosciuto investimenti ai fini tariffari senza appropriate verifiche, livelli di perdite di rete troppo alti e effettuato calcoli non corretti del WACC.

Tariffe clienti finali

Secondo il calendario per la liberalizzazione del mercato retail, a partire dal 1° luglio 2016 la percentuale di energia acquisita nell'ambito del mercato libero e destinata ai clienti del servizio universale (PCSU) sarà pari al 70%.

Rebranding delle imprese di distribuzione

Il 16 agosto il regolatore ANRE ha inviato ai distributori di energia elettrica una lettera contenente le misure minime che i distributori devono porre in atto in merito al rebranding.

Il 17 ottobre Enel ha comunicato ad ANRE l'adozione di un nuovo nome e un nuovo logo per le proprie società di distribuzione in Romania.

Grecia

Rinnovabili

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della Feed-in Tariff differenziato per fonte. Negli anni 2012-2014 varie misure sono state introdotte per ridurre il deficit di sistema riducendo gli incentivi. Un nuovo meccanismo di sostegno alle Fonti di Energia Rinnovabile (FER), sulla base di linee guida sugli aiuti di Stato 2014-2020, tra cui Feed-in premium e gare, è entrato in vigore il 1° gennaio 2016 sostituendo il regime precedente. Lo schema finale è stata approvato dal Parlamento il 9 agosto 2016 (legge n. 4414/2016).

Il mercato elettrico Wholesale e il Capacity Assurance Mechanism (CAM) sono in fase di riforma. In particolare, mentre la riforma del mercato wholesale deve essere completata entro il dicembre 2017 e il mercato di sbilanciamenti entro giugno 2017, il modello CAM (basato su quattro pilastri: disponibilità di capacità, flessibilità, riserva strategica, Demand Side Response) ha visto nel mese di maggio 2016 l'approvazione di un modello temporaneo da parte del Parlamento greco; tale misura temporanea dovrebbe essere sostituita da una nuova, permanente, che dovrebbe entrare in vigore nel 2017.

Turchia

Rinnovabili

Il 1° maggio 2016 l'Autorità Nazionale di Regolamentazione (EMRA) ha modificato la legislazione prevista per i partecipanti al meccanismo d'incentivo in relazione all'esenzione di partecipazione nel mercato di bilanciamento.

Il 17 giugno 2016 il Parlamento ha approvato emendamenti alla legge di energia, tra cui un cambiamento nel meccanismo di gara per le energie rinnovabili. La legislazione secondaria sarà pubblicata nei prossimi mesi.

America Latina

Argentina

La revisione tariffaria e le altre novità regolatorie argentine

In data 27 gennaio 2016 è stata pubblicata la *Resolución* n. 06 del Ministerio De Energía y Minería che approva la riprogrammazione trimestrale estiva fino ad aprile 2017 per il mercato elettrico all'ingrosso, effettuata in base a nuovi criteri che tengano conto, nella determinazione del prezzo: (i) dell'effettivo costo dell'energia elettrica, depurato dai sussidi, (ii) di nuovi schemi di prezzo differenti per ciascuna tipologia di cliente residenziale in base alla capacità di risparmio nei consumi e (iii) di una nuova tariffa sociale. Tale risoluzione è un passo importante verso la ricostruzione dell'intera catena del valore e del relativo ciclo dei pagamenti del mercato elettrico.

A seguito della precedente risoluzione, in data 28 gennaio 2016, la *Resolución* n. 07 del Ministerio De Energía y Minería, diretta espressamente alle società di distribuzione, EDESUR SA ed EDENOR SA, istruisce ENRE, in modo tale che nell'ambito delle proprie facoltà effettui la revisione delle tariffe, come anticipazione della futura *Revisión Tarifaria*

Integrál (RTI), in modo da aggiornarle, incrementandole, applicando per le due società di distribuzione sopracitate il Regime Tariffario Transitorio. In aggiunta delibera di non continuare ad applicare il PUREE e di introdurre una nuova tariffa sociale all'intera clientela. Inoltre, stabilisce la data ultima entro la quale la RTI si dovrà definire che è il 31 dicembre 2016.

Nelle intenzioni della nuova amministrazione vi è la volontà di tornare ai principi fondamentali che ispirarono la legge n. 24065/1991 e di normalizzare il settore elettrico come già da tempo richiesto dalle società operanti in tale settore.

In data 29 gennaio 2016, quindi, ENRE ha emesso:

- > la *Resolución* n. 1/2016, che contiene un nuovo quadro tariffario, da applicare a ciascuna categoria di cliente a partire dal 1° febbraio 2016, e un regolamento di fornitura che ora prevede una fatturazione su base mensile;
- > la *Resolución* n. 2/2016, che invece prevede la chiusura del FOCEDÉ con decorrenza 31 gennaio 2016 e stabilisce un nuovo regime ai fondi incassati in applicazione della *Resolución* ENRE n. 347/12; in particolare, tali fondi non saranno più gestiti da un *fidecomiso*, ma depositati in un conto corrente di una istituzione bancaria riconosciuta dalla banca centrale argentina.

In data 30 marzo 2016 la Segreteria dell'Energia Elettrica argentina (SEE), dipendente dal Ministerio De Energía y Minería, attraverso la delibera n. 22/2016, ha aggiornato le tariffe fissate dalla precedente delibera n. 482/2015, da applicarsi a partire da febbraio 2016. Gli incrementi hanno riguardato in particolare la remunerazione dei costi fissi delle unità di generazione termica (+70%) e le centrali idroelettriche (+120%), mentre la remunerazione dei costi variabili è stata incrementata del 40% per entrambe le tecnologie di generazione.

Le tariffe per la componente afferente le attività di manutenzione non ricorrente sono state incrementate del 60% e del 25% rispettivamente per le centrali termiche e per quelle idroelettriche, mentre la remunerazione addizionale non è stata modificata. In ogni caso tale delibera è da considerarsi una misura provvisoria in attesa del nuovo quadro di regolamentazione del settore che verrà annunciato dal Governo.

Sviluppo di nuova capacità di generazione termoelettrica

In data 22 marzo 2016, con la delibera SEE n. 21/16, si invitano i soggetti interessati a presentare offerte di nuova capacità di generazione termica fino all'estate 2018. Sono escluse da tale offerta le unità preesistenti alla data di pubblicazione della delibera, o che fossero già connesse al sistema di interconnessione argentino (SADI), o per le quali l'energia generata fosse già stata impegnata attraverso altri accordi esecutivi.

Il contratto, previsto in delibera, potrà avere una durata tra i cinque e i 10 anni con CAMMESA in rappresentanza degli operatori del MEM, con una remunerazione per potenza da fissare in dollari statunitensi/MW/mese e per l'energia generata in dollari statunitensi/MWh con un prezzo differenziato per tipo combustibile. L'erogazione e il riconoscimento dei costi dei combustibili si realizzeranno nelle stesse forme attualmente in vigore. Sono previste soglie minime di capacità da rispettare in ciascun punto di connessione alla rete. Il 14 giugno è stato pubblicato nel Bollettino Ufficiale il risultato della licitazione di nuova capacità di generazione termica, dove sono stati aggiudicati 1.915 MW. Le offerte di potenza sono scaglionate nel tempo: 545 MW entro dicembre 2016; 685 MW entro marzo 2017; 229 MW entro giugno 2017. I rimanenti 456 MW dovrebbero entrare in servizio entro il 2018.

Rinnovabili

Tra maggio e ottobre si è svolto il primo processo di asta dedicata alle rinnovabili, che ha comportato l'assegnazione di circa 1 GW di capacità. L'asta è finalizzata al raggiungimento del target 2017 di generazione rinnovabile (8%) introdotto dalla legge n. 27.191, approvata a settembre 2015, e ha visto l'assegnazione di contratti ventennali per la fornitura di energia supportati da una copertura finanziaria del Governo e della Banca Mondiale. Il Governo ha, inoltre, annunciato la convocazione di una seconda asta, il cui processo dovrebbe concludersi nel 2017, e un re-bidding per una parte dei progetti non vincitori della prima asta.

Aggiornamento “Bandeiras Tarifárias”

A partire dal 1° febbraio 2016, le classi di costo di generazione più alto, “Giallo” e “Rosso”, sono state ulteriormente differenziate al loro interno. In ogni caso l'evoluzione dell'idraulicità del periodo, che ha riportato a livelli accettabili i bacini idrici, ha determinato un riposizionamento delle “Bandeiras Tarifárias” a livello “Giallo” a marzo 2016 e “Verde” ad aprile 2016. Si ricorda che il meccanismo, consistente nell'applicazione di un extra costo differenziato per classi di costo di generazione a condizioni progressivamente più sfavorevoli (Verde, Giallo e Rosso) da fatturare ai consumatori finali senza attendere le successive revisioni tariffarie, è entrato in funzione a inizio 2015 a seguito del disallineamento sempre più accentuato, anche per effetto del prolungarsi della siccità, tra i costi riconosciuti in tariffa e quelli reali.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Creato attraverso la legge n. 10438/2002, il CDE è un fondo governativo che si propone di dare impulso allo sviluppo della generazione di energia da fonti alternative, promuovere la globalizzazione dei servizi energetici e dare sussidi ai clienti residenziali a basso reddito. Tale fondo viene alimentato attraverso un'addizionale applicata in tariffa ai consumatori e ai generatori.

In data 15 dicembre 2015, ANEEL ha avviato un tavolo di discussione pubblica, con gli operatori di sistema, al fine di definire il bilancio previsionale del fondo CDE 2016.

L'iniziale proposta dell'ANEEL era quella di ridurre del 36% il ricarico in tariffa dell'addizionale per il CDE, tenuto conto che la significativa riduzione dei costi dei combustibili, già avvenuta a partire dal 2015, non era stata riflessa tempestivamente a riduzione delle relative addizionali in tariffa nel corso del 2016.

La *Resolución* n. 1.576 ha autorizzato le società di distribuzione a compensare i minori importi fatturati (a seguito dell'applicazione della sentenza giudiziale che ammetteva la richiesta di taluni ricorrenti di vedersi applicata una minor componente CDE in tariffa) attraverso un recupero in quote mensili. La differenza tra la tariffa normale e quella stabilita con sentenza dal Tribunale verrà recuperata dalle società di distribuzione attraverso minori riversamenti, su base mensile, al fondo.

Personale condiviso e contratti tra parti correlate

In data 28 gennaio 2016, ANEEL ha approvato nuove regole sia per condividere personale e infrastrutture tra società appartenenti allo stesso Gruppo, sia per approvare contratti tra parti correlate. In particolare riportiamo le seguenti:

- > si permette la condivisione del personale e delle infrastrutture amministrative tra imprese dello stesso Gruppo, anche se operanti in settori di attività diversi (es., generazione, distribuzione, trasmissione, commercializzazione e holding);
- > per la contrattazione del personale si devono confrontare le diverse modalità e formalizzazioni possibili, avendo cura di scegliere quella più vantaggiosa da un punto di vista economico. I contratti di prestazione di servizi, per i quali si deve applicare il principio della separazione economica, finanziaria, amministrativa e operativa delle imprese, hanno una durata massima di cinque anni e si possono prorogare attraverso richiesta e se giustificati da criteri di economicità;
- > si devono rispettare le nuove regole per l'approvazione di contratti tra parti correlate, determinate da ANEEL, che si occupa anche di verificare il rispetto dei limiti assegnati.

Portaria n. 237

In data 6 giugno 2016, il Ministro di “Minas y Energía (“MME”) ha firmato la *Portaria* n. 237 che permette alle società di distribuzione di energia elettrica di richiedere al Ministero che gli investimenti nelle reti di alta tensione e per le sub-stazioni siano classificati come prioritari. Questa classificazione dà la possibilità di emettere obbligazioni di debito per infrastrutture, che sono obbligazioni finanziarie con scadenza a lungo termine, più lunga rispetto a quelle standard, e che comportano anche benefici fiscali agli emittenti.

Misura Provvisoria n. 735

La Misura Provvisoria n. 735 del 22 giugno 2016 (che è poi stata convertita in legge n. 29/2016 il 20 di ottobre 2016) ha stabilito quanto segue in relazione agli oneri addizionali di sistema:

- > a partire dal 1° gennaio 2017 la Camera di Commercio dell'Energia Elettrica (CCEE) sostituirà Electrobras come società incaricata della gestione degli incassi dei seguenti "Encargos Sectoriais": RGR, CDE e CCC, come del resto anche per la gestione amministrativa e per il funzionamento dei relativi fondi settoriali;
- > con decorrenza 1° gennaio 2030 il riparto delle quote annuali del CDE sarà effettuato proporzionalmente all'energia trasportata sulla rete di distribuzione e di trasmissione di ciascun operatore espressa in MWh. Non si terrà più in considerazione l'area geografica e la regione servita;
- > tra il 1° gennaio 2017 e il 31 dicembre 2029 si definiranno modalità per una graduale e uniforme riduzione e definitiva eliminazione dell'attuale criterio di riparto;
- > stabilisce una remunerazione *ad hoc* per investimenti nella modernizzazione della rete di distribuzione;
- > Propone una maggiore flessibilità degli obiettivi di qualità e perdite di rete dei concessionari di distribuzione di energia elettrica in caso di gravi condizioni socio economiche, fenomeni ambientali estremi, o condizioni operative complesse a causa di furti di energia su ampia scala.

Rinegoziazione delle condizioni contrattuali della concessione di Ampla

Il 10 di agosto del 2016 Ampla, a seguito dell'impatto della crisi economica del Brasile sui consumi di energia elettrica, specialmente nello Stato di Rio de Janeiro, ha formalizzato all'ANEEL alcune richieste di modificazione delle condizioni contrattuali volte ad anticipare la revisione tariffaria al marzo 2018, anziché al 2019, così come una attenuazione degli obblighi di riduzione delle perdite di rete e di investimenti per migliorare la qualità del servizio. ANEEL ha convocato una audizione pubblica per la fine del mese di ottobre, le parti interessate potranno inviare commenti e osservazioni nei 30 giorni successivi e alla fine del 2016 si dovrebbe sottoscrivere un nuovo contratto di concessione, che non modifica la scadenza naturale, ma solamente alcune condizioni economiche.

Rinnovabili

Il Presidente ha approvato a giugno la legge n. 13.299 la quale, tra le altre misure, estende l'agevolazione relativa alle tariffe di trasmissione applicate agli impianti mini-idro. Tale tariffa, in precedenza valida solo per gli impianti inferiori a 30 MW, sarà estesa anche agli impianti inferiori a 50 MW, i quali potranno però beneficiarne solo per i primi 30 MW immessi nel sistema. La misura sarà operativa a partire dalla pubblicazione della normativa di secondo livello.

Il regolatore, attraverso la risoluzione n. 79/2016, ha modificato le regole di contabilizzazione relative alla vendita dell'energia proveniente da impianti eolici al mercato libero e regolato. Le nuove regole saranno applicate retroattivamente a partire da ottobre 2014 e permetteranno una corretta riallocazione dell'energia tra i due segmenti di mercato in linea con i contratti esistenti.

Il Ministero dell'Energia ha pubblicato a giugno l'ordinanza n. 222 che modifica il processo per l'ottenimento dell'incentivo fiscale REIDI (*Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura*), specifico per gli investimenti infrastrutturali. Il nuovo processo permetterà agli impianti vincitori di asta di ridurre i tempi per l'ottenimento del beneficio fiscale.

Nel corso del terzo trimestre del 2016, il Governo ha adottato delle misure regolatorie per far fronte alla sovracontrattazione delle distributrici, dovuta al calo della domanda elettrica. Nello specifico è stato rivisto il calendario di aste 2016, cancellando l'asta A-3 ma confermando le due aste di riserva previste. È stato inoltre rimosso l'obbligo, in capo alle distributrici, di ricontrattazione dei contratti scaduti.

Per quanto riguarda il programma di aste, una prima asta di riserva si è svolta a settembre ed è stata riservata a impianti idroelettrici, mentre la seconda si terrà a dicembre e vedrà la partecipazione di impianti solari ed eolici. Sulla base dei documenti d'asta, i vincitori avranno il diritto di connessione garantito.

Il Ministero dell'Energia ha pubblicato, ad agosto, una risoluzione che modifica la metodologia per calcolare la capacità di trasmissione disponibile in caso di aste con accesso garantito alla rete. La nuova metodologia è stata introdotta con il fine di ridurre disallineamento tra la capacità disponibile calcolata *ex ante* e capacità effettiva reale, limitando quindi i rischi di mancata connessione degli impianti.

Cile

Distribuzione di energia elettrica

Enel sta promuovendo un progetto dimostrativo di sostituzione di 50.000 contatori intelligenti nel 2016, con l'obiettivo di sostituire tutti i contatori esistenti (circa 1,6 milioni) entro il 2020.

Tali investimenti dovranno essere riconosciuti dal regolatore cileno (CNE) a condizione che lo stesso riconosca la legittimità di inclusione nel *Valor Agregado de Distribución* del costo dell'operazione.

A tal proposito il 5 settembre Chilectra ha consegnato alla CNE uno studio elaborato con Systeple per definire le componenti di costo della VAD in vista della fissazione delle tariffe che entreranno in vigore il 4 novembre 2016.

Allo stesso tempo il Parlamento cileno ha approvato la "*Ley de equidad tarifaria*", che modifica la struttura tariffaria nelle aree dove si trovano impianti di generazione al fine di perequare queste aree con le aree urbane che contano maggiori economie di scala.

Con la "*Ley de transmisión eléctrica*" è stato raggiunto l'obiettivo di unificare i vari centri di dispacciamento di energia elettrica nel Paese, oltre a eliminare il pagamento degli oneri di trasmissione da parte del generatore e la socializzazione di questi costi in tariffa.

Rinnovabili

Ad agosto, è ufficialmente iniziato il processo di regolamentazione di secondo livello della nuova legge sulla Trasmissione. Secondo il calendario definito dal Governo, il processo che si concluderà a luglio 2017, prevedrà una fase di consultazione preliminare che coinvolgerà le principali aziende del settore e sarà finalizzato alla stesura dei documenti definitivi.

Perù

Distribuzione di energia elettrica

Il Governo peruviano di recente nomina ha provveduto ad approvare una norma che permette l'accesso al mercato spot dei clienti liberi e dei distributori.

Il 24 luglio scorso è stato approvato il regolamento di attuazione del decreto legislativo n. 1221 dove sono state disciplinate le seguenti tematiche:

- > ZRT (zone di responsabilità tecnica): il Ministero per l'Energia ha previsto una definizione nei prossimi sei mesi delle ZRT soggette a commento da parte delle società di distribuzione;
- > VAD addizionale per gli investimenti, operations and maintainance con riferimento alle iniziative di innovazione tecnologica nelle reti di distribuzione, ivi incluso il contatore elettronico, che diverrà di proprietà della rete di distribuzione locale;
- > definizione di un fattore di riaggiustamento delle tariffe in funzione dei valori SAIDI e SAIFI definiti da Osinergmin, il regolatore elettrico peruviano.

Colombia

Distribuzione di energia elettrica

In data 14 marzo, 2016 la Commissione per l'Energia e il Gas Regulatory (CREG) ha definito una metodologia per la remunerazione dell'attività di distribuzione. L'attenzione del regolatore è focalizzata sulla definizione di un nuovo quadro normativo in grado di ridurre la base patrimoniale, riconosciuta ai fini tariffari, del 20%.

Rinnovabili

Il Ministero dell'Energia ha pubblicato la risoluzione che modifica ufficialmente il "Piano di Espansione della Generazione e Trasmissione 2015-2029" al fine di includere gli ampliamenti necessari a incorporare la generazione eolica nella Penisola de La Guajira. Il piano prevede che la connessione sarà operativa a partire da novembre 2022.

Il Ministero dell'Ambiente ha emesso, ad agosto, la normativa che definisce i requisiti e le procedure necessari per certificare i progetti rinnovabili dal punto di vista ambientale. Tale documento completa la normativa di secondo livello della legge rinnovabile n. 1715, approvata a maggio 2014, e rende operativi i benefici fiscali introdotti dalla stessa legge.

Uruguay

Rinnovabili

Il regolatore, attraverso il decreto n. 78/2016, ha modificato la formula di indicizzazione dei contratti di lungo termine relativamente alla valorizzazione della Componente Nazionale. Tale modifica elimina il limite di un anno relativo al riconoscimento retroattivo.

Stati Uniti

Rinnovabili

Il 27 settembre 2016, la District of Columbia Circuit Court (D.C. Circuit Court) ha ascoltato le argomentazioni riguardo il Clean Power Plan, il piano federale elaborato nel 2015 che prevedeva di ridurre le emissioni del 32% entro il 2030, assegnando a taluni Stati degli obiettivi specifici. I giudici hanno esaminato la dichiarazione dell'opposizione che prevede che l'Environmental Protection Agency (EPA) abbia solo l'autorità di richiedere tagli delle emissioni di singoli impianti, invece di assegnare agli Stati obiettivi generici di passaggio dai combustibili fossili alle energie rinnovabili; hanno anche chiesto il motivo per cui il Congresso non avrebbe citato esplicitamente l'EPA nel Clean Air Act.

Una decisione della D.C. Circuit Court è prevista dopo le elezioni presidenziali di novembre 2016, molto probabilmente dopo il 20 gennaio 2017. La tempistica della decisione è importante perché avrà un impatto ai fini del ricorso depositato presso la Corte Suprema degli Stati Uniti.

Gli Stati hanno il 2022 come termine di inizio di riduzione delle emissioni, con un sistema di incentivi a partire dal 2020. L'EPA ha esplicitamente identificato le energie rinnovabili come strumento di conformità per gli Stati nella riduzione delle emissioni.

Messico

Rinnovabili

Il regolatore ha modificato il calcolo della componente gas della tariffa elettrica al fine di valorizzare l'incremento di importazioni sperimentato dal Paese negli ultimi mesi. Tale modifica anticipa il cambio dell'intera metodologia di calcolo della tariffe per i clienti regolati, la cui regolamentazione dovrebbe essere completata entro la fine del 2016.

Il Ministero dell'Energia SENER ha pubblicato a maggio il calendario della seconda asta di lungo termine del nuovo mercato elettrico messicano. Il processo, che si concluderà a settembre, vedrà l'assegnazione di contratti per la fornitura di energia, potenza e certificati di energia non fossile per la durata di 15-20 anni e inizio della fornitura a partire dal 1° gennaio 2019.

Per quanto riguarda l'evoluzione a lungo termine del settore, è stato presentato il documento di riferimento per la pianificazione del settore elettrico 2016-2030 (PRODESEN). Il documento è finalizzato all'identificazione dei progetti in materia di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia necessari alla fornitura della domanda di energia nel periodo. Secondo le stime del Ministero, la domanda dovrebbe crescere tra il 3% e il 4%, il che richiederà circa 57 GW di capacità aggiuntiva. L'intero piano prevede che nel corso dell'orizzonte temporale considerato saranno effettuati investimenti per oltre 100 miliardi di euro nel settore elettrico, di cui il 75% dedicati alla generazione e il residuo 25% alla distribuzione e trasmissione.

Guatemala

Rinnovabili

Il regolatore ha emesso un nuovo procedimento per la connessione degli impianti alla linea di trasmissione. Tale procedimento ha l'obiettivo di uniformare le procedure disponibili per la connessione definendo tempistiche e carichi amministrativi chiari per tutti gli operatori del mercato.

Panama

Rinnovabili

Il regolatore, attraverso la risoluzione 10.143, ha modificato i criteri per l'esportazione di energia per gli impianti localizzati nel nord del Paese. Le nuove regole eliminano il vincolo relativo alla tempistica della firma dei contratti e sono finalizzate a ridurre l'impatto negativo derivante dalle attuali restrizioni della rete.

Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)

Rinnovabili

La *Comisión Regional de Interconexión Eléctrica* (CRIE) ha approvato una serie di cambi ai criteri e alle procedure per l'accesso alla Rete di Trasmissione Regionale, rafforzando i requisiti necessari per poter ottenere la connessione. Il cambio, motivato dall'importante quantità di progetti rinnovabili entrata in esercizio nei Paesi di presenza del *Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central* (SIEPAC), mira a garantire la disponibilità della rete solo a operatori solidi del settore.

India

Rinnovabili

Il 2 ottobre 2016, l'India ha ratificato gli accordi sul clima definiti durante il vertice di Parigi lo scorso dicembre 2015, impegnandosi a ridurre l'intensità delle emissioni di carbone (INDC - Intended Nationally Determined Contribution) del 33-35% entro il 2030, rispetto ai livelli del 2005, e a raggiungere il 40% della capacità elettrica installata da fonti non fossili (attualmente pari al 30% includendo il grande idroelettrico e il nucleare). Tale impegno da parte del Governo indiano rafforza ulteriormente l'ambizioso target di 175 GW di capacità rinnovabile al 2022 e dovrebbe ulteriormente definire l'agenda politica in tal senso per attrarre investimenti nel settore.

Sudafrica

Rinnovabili

Il Ministro dell'Energia sudafricano ha annunciato che nei prossimi mesi verrà pubblicata e discussa la revisione dell'IRP (Integrated Resource Plan), il piano di programmazione a lungo termine relativo alla fornitura di elettricità necessaria allo sviluppo del Paese. L'IRP è stato pubblicato per la prima volta nel 2011 e copre il periodo fino al 2030. L'aggiornamento in teoria è previsto ogni due anni, pertanto questa revisione era attesa da molto tempo.

Prevedibile evoluzione della gestione

Nel corso del terzo trimestre 2016 risultano confermati i trend positivi della prima parte dell'anno. Enel ha infatti conseguito importanti risultati per ciascuno degli obiettivi del piano strategico 2016-2019, presentato in versione aggiornata nel novembre 2015.

Per la restante parte del 2016, in linea con i target industriali di piano, sono previsti:

- > l'ulteriore sviluppo del programma di efficientamento per tutte le linee di Business Globali;
- > il contributo all'EBITDA degli investimenti in crescita, da realizzare nell'ultimo trimestre dell'anno, nonché quello derivante dagli impianti già entrati in esercizio nel corso dei primi nove mesi;
- > l'avvio dell'installazione degli smart meter di nuova generazione in Italia, l'implementazione del piano strategico di Enel OpEn Fiber e il completamento della fusione con Metroweb;
- > nell'ambito dell'obiettivo di semplificazione della struttura societaria del Gruppo: il completamento, entro il quarto trimestre dell'anno, della riorganizzazione societaria in America Latina, volta a separare le attività cilene di generazione e distribuzione da quelle sviluppate negli altri Paesi dell'America Latina.

In conseguenza di un esborso di cassa inferiore a quanto originariamente previsto in relazione alla riorganizzazione societaria in America Latina, e al positivo contributo dell'effetto cambio sul debito, il Gruppo si attende un indebitamento finanziario netto per fine anno inferiore di circa 1 miliardo di euro rispetto a quanto indicato come obiettivo nel piano strategico 2016-19 in relazione all'esercizio 2016.

Inoltre, alla luce del trend positivo in ambito industriale, si prevede una evoluzione nell'ultimo trimestre dell'anno che consente al Gruppo di confermare i nuovi target finanziari per il 2016 comunicati nel mese di luglio per quanto riguarda l'EBITDA, net income e FFO/Net Debt.

Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2016

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	Primi nove mesi	
		2016	2015
Totale ricavi	5.a	51.459	55.998
Totale costi	5.b	43.640	49.768
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	5.c	(130)	78
Risultato operativo		7.689	6.308
Proventi finanziari		3.166	2.924
Oneri finanziari		5.343	4.922
Totale proventi/(oneri) finanziari	5.d	(2.177)	(1.998)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.e	67	36
Risultato prima delle imposte		5.579	4.346
Imposte	5.f	1.705	1.424
Risultato delle continuing operations		3.874	2.922
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		3.874	2.922
Quota di interessenza del Gruppo		2.757	2.089
Quota di interessenza di terzi		1.117	833
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,28</i>	<i>0,22</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,28</i>	<i>0,22</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,28</i>	<i>0,22</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,28</i>	<i>0,22</i>

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2016	2015
Risultato netto del periodo	3.874	2.922
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico:		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(499)	409
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(28)	9
Variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	(4)	17
Variazione della riserva di traduzione	1.079	(1.788)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	548	(1.353)
Utile complessivo rilevato nel periodo	4.422	1.569
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	2.699	1.945
- di terzi	1.723	(376)

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	Note	al 30.09.2016	al 31.12.2015
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Attività materiali e immateriali		91.445	88.686
Avviamento		13.825	13.824
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1.026	607
Altre attività non correnti ⁽¹⁾		13.189	13.880
Totale attività non correnti	6.a	119.485	116.997
Attività correnti			
Rimanenze		2.772	2.904
Crediti commerciali		13.310	12.797
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		6.391	10.639
Altre attività correnti ⁽²⁾		10.718	10.988
Totale attività correnti	6.b	33.191	37.328
Attività possedute per la vendita	6.c	170	6.854
TOTALE ATTIVITÀ		152.846	161.179
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto del Gruppo	6.d	35.112	32.376
Interessenze di terzi		18.315	19.375
Totale patrimonio netto		53.427	51.751
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine		40.716	44.872
Fondi diversi e passività per imposte differite		16.190	16.453
Altre passività non correnti		4.730	3.067
Totale passività non correnti	6.e	61.636	64.392
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		8.189	7.888
Debiti commerciali		11.427	11.775
Altre passività correnti ⁽³⁾		18.072	20.009
Totale passività correnti	6.f	37.688	39.672
Passività possedute per la vendita	6.g	95	5.364
TOTALE PASSIVITÀ		99.419	109.428
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		152.846	161.179

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2016 rispettivamente pari a 2.338 milioni di euro (2.173 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e 492 milioni di euro (162 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2016 rispettivamente pari a 765 milioni di euro (769 milioni di euro al 31 dicembre 2015), 2.170 milioni di euro (1.471 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e 30 milioni di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2015).

(3) Di cui debiti finanziari a breve termine al 30 settembre 2016 pari a 101 milioni di euro (0 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

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 da partec. valutate con metodo patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni su non controlling interest	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
Al 1° gennaio 2015	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.321)	(1.806)	105	(74)	(671)	(2.113)	(193)	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
<i>di cui:</i>															
- 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	(68)	(671)	(2.093)	(196)	19.514	32.152	19.123	51.275
Al 1° gennaio 2016	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.956)	(1.341)	130	(54)	(551)	(2.115)	(196)	19.621	32.376	19.375	51.751
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.627)	(1.627)	(602)	(2.229)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	153	-	-	-	-	-	-	-	-	(153)	-	-	-
Aumento di capitale a servizio della scissione non proporzionale di Enel Green Power	764	2.198	-	-	119	(31)	-	-	1	-	(974)	(12)	2.065	(2.106)	(41)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	(359)	(352)	304	(48)
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	(136)	21	-	49	17	-	-	-	(49)	(379)	(428)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	510	(550)	(5)	(13)	-	-	-	2.757	2.699	1.723	4.422
<i>di cui:</i>															
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	510	(550)	(5)	(13)	-	-	-	-	(58)	606	548
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.757	2.757	1.117	3.874
Al 30 settembre 2016	10.167	7.490	2.034	2.262	(1.463)	(1.901)	125	(18)	(533)	(2.108)	(1.170)	20.227	35.112	18.315	53.427

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro

Primi nove mesi

	2016	2015
Risultato prima delle imposte	5.579	4.346
Rettifiche per:		
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali e immateriali	3.762	5.317
(Proventi)/Oneri finanziari	1.768	1.737
Interessi e altri oneri e proventi finanziari pagati e incassati	(2.082)	(2.263)
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	(1.021)	852
Variazioni del capitale circolante netto:		
- rimanenze	196	(14)
- crediti commerciali	(715)	(1.154)
- debiti commerciali	(463)	(2.818)
Atri movimenti	(258)	(826)
Cash flow da attività operativa (A)	6.766	5.177
Investimenti in attività materiali e immateriali	(5.504)	(5.081)
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(31)	(57)
Dismissioni di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	727	437
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	40	48
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(4.768)	(4.653)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	1.737	844
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	(5.609)	(4.183)
Operazioni relative a non controlling interest	(202)	355
Dividendi pagati e acconti	(2.442)	(2.192)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(6.516)	(5.176)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	151	(146)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(4.367)	(4.798)
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve all'inizio del periodo ⁽¹⁾	10.790	13.255
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve alla fine del periodo ⁽²⁾	6.423	8.457

- (1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 10.639 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015), "Titoli a breve" pari a 1 milione di euro al 1° gennaio 2016 (140 milioni di euro al 1° gennaio 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (27 milioni di euro al 1° gennaio 2015).
- (2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.391 milioni di euro al 30 settembre 2016 (8.309 milioni di euro al 30 settembre 2015), "Titoli a breve" pari a 30 milioni di euro al 30 settembre 2016 (1 milione di euro al 30 settembre 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 2 milioni di euro al 30 settembre 2016 (147 milioni di euro al 30 settembre 2015).

Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2016

1. Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati nella redazione del presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2016, non sottoposto a revisione legale, sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione.

Si evidenzia, inoltre, che dal 1 gennaio 2016 sono divenute applicabili le seguenti modifiche ai principi esistenti:

- > “Modifiche allo IAS 1: *Iniziativa di informativa*”, emesso a dicembre 2014. Le modifiche, parte di una più ampia iniziativa di miglioramento della presentazione e delle disclosure del bilancio, includono aggiornamenti nelle seguenti aree:
 - materialità: è stato chiarito che il concetto di materialità si applica al bilancio nel suo complesso e che l'inclusione di informazioni immateriali potrebbe inficiare l'utilità dell'informativa finanziaria;
 - disaggregazione e subtotali: è stato chiarito che le specifiche voci di Conto economico, del prospetto dell'utile complessivo del periodo e di Stato patrimoniale possono essere disaggregate. Sono stati introdotti, inoltre, nuovi requisiti per l'utilizzo dei subtotali;
 - struttura delle note: è stato chiarito che le società hanno un certo grado di flessibilità circa l'ordine con cui vengono presentate le note al bilancio. È stato inoltre enfatizzato che, nello stabilire tale ordine, la società deve tenere conto dei requisiti della comprensibilità e della comparabilità del bilancio;
 - partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto: la quota di OCI relativa a partecipazioni in collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto deve essere bipartita tra la parte riclassificabile e quella non riclassificabile a Conto economico; tali quote devono essere presentate, come autonome voci, nell'ambito delle rispettive sezioni del prospetto di Conto economico complessivo.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Resoconto intermedio di gestione.

- > “Modifiche allo IAS 19 - *Piani a benefici definiti: contributi dei dipendenti*”, emesso a novembre 2013. Le modifiche hanno l'obiettivo di chiarire come rilevare i contributi versati dai dipendenti nell'ambito di un piano a benefici definiti. In particolare, i contributi correlati ai servizi resi devono essere rilevati a riduzione del service cost:
 - lungo il periodo in cui i dipendenti prestano i propri servizi, se l'ammontare dei contributi dovuti varia in ragione del numero di anni di servizio; oppure
 - nel periodo in cui il correlato servizio è reso, se l'ammontare dei contributi dovuti non varia in ragione del numero di anni di servizio.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Resoconto intermedio di gestione.

- > “Modifiche allo IAS 27 - *Metodo del patrimonio netto nel bilancio separato*” emesso ad agosto 2014. Le modifiche consentono l'utilizzo dell'equity method nel bilancio separato per la contabilizzazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture. Le modifiche chiariscono inoltre alcuni aspetti relativi alle cosiddette “investment entity”; in particolare è stato chiarito che quando una società cessa di essere una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in società controllate in accordo allo IAS 27. D'altro canto, quando una società diviene una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in imprese controllate al fair value through profit or loss secondo quanto previsto dall'IFRS 9.

Trattandosi di una modifica inerente esclusivamente al Bilancio separato, non vi sono impatti nel presente Resoconto intermedio di gestione.

- > “Modifiche all'IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 - *Entità d'investimento: applicazione dell'eccezione di consolidamento*”, emesso a dicembre 2014. Le modifiche chiariscono che se la Capogruppo (o controllante intermedia) predispone un bilancio in conformità all'IFRS 10 (incluso il caso di una investment entity che non consolidi le proprie partecipazioni

in imprese controllate, ma le valuti al fair value), l'esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato si estende alle controllate di una investment entity che sono a loro volta qualificate come investment entity. Inoltre, le modifiche chiariscono che una controllante che si qualifichi come investment entity, deve consolidare una controllata che fornisce attività o servizi di investimento collegati alle proprie attività di investimento, se la controllata non è essa stessa una investment entity. Le modifiche semplificano altresì l'applicazione del metodo del patrimonio netto per una società che non è una investment entity, ma detiene una partecipazione in un'impresa collegata o in una joint venture che si qualifichi come "investment entity". In particolare, la società, quando applica il metodo del patrimonio netto, può mantenere la valutazione al fair value applicata dalle collegate o joint venture, alle rispettive partecipazioni in imprese controllate.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Resoconto intermedio di gestione.

- > "Modifiche all'IFRS 11 - *Contabilizzazione delle acquisizioni di interessenze in joint operation*", emesso a maggio 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile per le acquisizioni di interessenze in una joint operation che costituisce un business, ai sensi dell'IFRS 3, richiedendo di applicare tutte le regole di contabilizzazione delle business combination dell'IFRS 3 e degli altri IFRS a eccezione di quei principi che sono in conflitto con la guida operativa dell'IFRS 11. In base alle modifiche in esame, un joint operator nella veste di acquirente di tali interessenze deve valutare al fair value le attività e passività identificabili; rilevare a Conto economico i relativi costi di acquisizione (a eccezione dei costi di emissione di debito o capitale); rilevare le imposte differite; rilevare l'eventuale avviamento o utile derivante da un acquisto a prezzi favorevoli; effettuare l'impairment test per le cash generating unit alle quali è stato allocato l'avviamento; fornire le disclosure delle rilevanti business combination.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Resoconto intermedio di gestione.

- > "Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 - *Chiarimento sui metodi di ammortamento accettabili*", emesso a maggio 2014. Le modifiche forniscono una guida supplementare sulla modalità di calcolo dell'ammortamento relativo a immobili, impianti, macchinari e alle immobilizzazioni immateriali. Le previsioni dello IAS 16 sono state modificate per non consentire, esplicitamente, un metodo di ammortamento basato sui ricavi generati (c.d. "revenue-based method"). Le previsioni dello IAS 38 sono state modificate per introdurre la presunzione che l'ammortamento calcolato secondo il revenue-based method non sia ritenuto appropriato. Tuttavia, tale presunzione può essere superata se:
 - l'attività immateriale è espressa come una misura dei ricavi;
 - può essere dimostrato che i ricavi e il consumo dei benefici economici generati da un'attività immateriale sono altamente correlati.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Resoconto intermedio di gestione.

- > "Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 41 - *Piante fruttifere*", emesso a giugno 2014. Le modifiche hanno variato i requisiti di contabilizzazione delle attività biologiche che soddisfano la definizione di "piante fruttifere" (c.d. "bearer plants"), quali per esempio gli alberi da frutta, che rientreranno nell'ambito di applicazione dello "IAS 16 - *Immobili, impianti e macchinari*" e che conseguentemente saranno soggette a tutte le previsioni di tale principio. Ne consegue che, per la valutazione successiva alla rilevazione iniziale, la società potrà scegliere tra il modello del costo e quello della rideterminazione del valore. I prodotti agricoli maturati sulle piante fruttifere (quali, per esempio, la frutta) continuano a rimanere nell'ambito applicativo dello "IAS 41 - *Agricoltura*".

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Resoconto intermedio di gestione.

- > "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012", emesso a dicembre 2013; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti, che non hanno comportato impatti nel presente Resoconto intermedio di gestione. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 2 - *Pagamenti basati sulle azioni*"; la modifica separa le definizioni di "performance condition" e "service condition" dalla definizione di "vesting condition" al fine di rendere la descrizione di ogni condizione più chiara;
 - "IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*"; la modifica chiarisce come deve essere classificata e valutata un'eventuale contingent consideration pattuita nell'ambito di una business combination. In particolare, la modifica chiarisce che se la contingent consideration rappresenta uno strumento finanziario, deve essere classificata come passività

finanziaria o come strumento rappresentativo di capitale. Nel primo caso, la passività è valutata al fair value e le relative variazioni sono rilevate a Conto economico in conformità all'IFRS 9. Le contingent consideration che non rappresentano strumenti finanziari sono valutate al fair value e le relative variazioni sono rilevate a Conto economico:

- “IFRS 8 - *Settori operativi*”; le modifiche introducono ulteriore informativa al fine di consentire agli utilizzatori del bilancio di capire i giudizi del management circa l'aggregazione dei settori operativi e sulle relative motivazioni di tale aggregazione. Le modifiche chiariscono, inoltre, che la riconciliazione tra il totale dell'attivo dei settori operativi e il totale dell'attivo del Gruppo è richiesta solo se fornita periodicamente al management;
- “IAS 16 - *Immobili, impianti e macchinari*”; la modifica chiarisce che quando un elemento degli immobili, impianti e macchinari è rivalutato, il suo valore contabile “lordo” è rettificato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell'asset. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile “lordo” e il valore contabile dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata;
- “IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*”; la modifica chiarisce che una management entity, ossia un'entità che presta alla società servizi resi da dirigenti con responsabilità strategica, è una parte correlata della società. Ne consegue che la società dovrà evidenziare nell'ambito dell'informativa richiesta dallo IAS 24 in tema di parti correlate, oltre i costi per servizi pagati o pagabili alla management entity, anche le altre transazioni con la stessa entity, quali per esempio i finanziamenti. La modifica inoltre chiarisce che, se una società ottiene da altre entità servizi di dirigenza con responsabilità strategica, la stessa non sarà tenuta a fornire l'informativa circa i compensi pagati o pagabili dalla management entity a tali dirigenti;
- “IAS 38 - *Attività immateriali*”; la modifica chiarisce che quando un'attività immateriale è rivalutata, il suo valore contabile “lordo” è rettificato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell'attività. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile “lordo” e il valore contabile dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata.

Il “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010- 2012”, ha modificato, inoltre, le Basis for Conclusion del principio “IFRS 13 - *Valutazione del fair value*” per chiarire che i crediti e i debiti a breve termine che non presentano un tasso di interesse da applicare all'importo in fattura possono essere ancora valutati senza attualizzazione, se l'effetto di tale attualizzazione non è materiale.

> “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2012- 2014”, emesso a settembre 2014; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti, che non hanno comportato impatti nel presente Resoconto intermedio di gestione. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:

- “IFRS 5 - *Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate*”; le modifiche chiariscono che il cambiamento di classificazione di un'attività (o gruppo in dismissione) da posseduta per la vendita a posseduta per la distribuzione ai soci non deve essere considerato un nuovo piano di dismissione, ma la continuazione del piano originario. Pertanto, tale modifica di classificazione non determina l'interruzione dell'applicazione delle previsioni dell'IFRS 5, né tantomeno la variazione della data di classificazione;
- “IFRS 7 - *Strumenti finanziari: informazioni integrative*”; relativamente alle disclosure da fornire per ogni coinvolgimento residuo in attività trasferite e cancellate per l'intero ammontare, le modifiche al principio chiariscono che, ai fini della disclosure, un contratto di servicing, che preveda la corresponsione di una commissione, può rappresentare un coinvolgimento residuo in tale attività trasferita. La società deve analizzare la natura della commissione e del contratto per determinare quando è richiesta la specifica disclosure. Le modifiche chiariscono, inoltre, che le disclosure relative alla compensazione di attività e passività finanziarie non sono richieste nei bilanci intermedi sintetici;
- “IAS 19 - *Benefici per i dipendenti*”; lo IAS 19 richiede che il tasso di sconto utilizzato per attualizzare la passività per benefici successivi alla cessazione del rapporto di lavoro deve essere determinato con riferimento ai rendimenti di mercato di titoli di aziende primarie o di titoli pubblici, qualora non esista un mercato profondo di

titoli di aziende primarie. La modifica allo IAS 19 chiarisce che la profondità del mercato dei titoli di aziende primarie deve essere valutata sulla base della valuta in cui l'obbligazione è espressa e non della valuta del Paese in cui l'obbligazione è localizzata. Se non esiste un mercato profondo di titoli di aziende primarie in tale valuta, deve essere utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici;

- “IAS 34 - *Bilanci intermedi*”; la modifica prevede che le disclosure richieste per le situazioni infrannuali devono essere fornite o nel bilancio intermedio o richiamate nel bilancio intermedio attraverso un riferimento ad altro prospetto (per esempio la relazione degli amministratori sulla gestione del rischio) che sia disponibile agli utilizzatori del bilancio negli stessi termini e allo stesso tempo del bilancio intermedio.

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 a 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 12 mesi chiusi al 30 settembre 2016.

2. Rideterminazione dei dati comparativi

A partire dalla chiusura contabile al 30 settembre 2016, può ritenersi pienamente operativo il nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, la cui adozione era stata annunciata nel corso del secondo trimestre 2016, al momento della presentazione della nuova struttura organizzativa.

Tale modello organizzativo, basato su una struttura matriciale articolata in Divisioni (Generazione Termoelettrica Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading) e Regioni/Paesi (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, America Latina, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia), 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, sia verso la comunità finanziaria.

In considerazione di ciò, si è reso altresì necessario procedere a 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.

3. Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 settembre 2016, rispetto a quella del 30 settembre 2015 e del 31 dicembre 2015, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

2015

- > Cessione, in data 29 gennaio 2015, di SF Energy, joint operation attiva 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, joint operation attiva nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;
- > acquisizione, in data 24 settembre 2015, attraverso la controllata Enel Green Power, 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 Enel Green Power deteneva negli altri due portafogli, trasferiti in favore degli altri soci dello stesso Consorzio;
- > cessione, in data 26 novembre 2015, del Gruppo ENEOP e delle altre società portoghesi partecipate da Enel Green Power;
- > consolidamento integrale, a seguito di modifiche intervenute nei patti parasociali nel mese di dicembre 2015, di Osage Wind, società detenuta al 50% da Enel Green Power North America e precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto;
- > acquisizione di una quota di controllo pari al 78,6% del capitale sociale di Erdwärme Oberland, società operante nella geotermia in Germania;
- > conferimento, effettuato in data 31 dicembre 2015, a una joint venture valutata con il metodo del patrimonio netto (Ultor) detenuta al 50% con il fondo F2i, di Altomonte, Enel Green Power San Gillio e Enel Green Power Strambino Solar, società precedentemente interamente controllate.

2016

- > Cessione, perfezionata agli inizi di marzo 2016, di Compostilla RE, società già classificata a dicembre 2015 come "posseduta per la vendita";
- > cessione in data 1° maggio 2016 del 65% di Drift Sand Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti. A partire da tale data la società è valutata con il metodo del patrimonio netto;
- > cessione perfezionata in data 13 luglio 2016 di Enel Longanesi, società operante nel settore upstream gas in Italia;
- > cessione, in data 28 luglio 2016, del 50% del capitale di Slovak Power Holding, società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne. A partire da tale data, Slovenské elektrárne, già classificata a dicembre 2015 come "posseduta per la vendita", è valutata con il metodo del patrimonio netto.

Altre variazioni

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 comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

- > 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%;
- > cessione, in data 29 febbraio 2016, della restante quota di Hydro Dolomiti Enel, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;
- > in data 31 marzo 2016 ha avuto efficacia la scissione non proporzionale di Enel Green Power, mediante la quale – attraverso un aumento di capitale di Enel SpA a servizio della scissione stessa – il Gruppo ha aumentato la quota partecipativa nella società dal 68,29% al 100%, con conseguente riduzione delle interessenze di terzi;

- > in data 3 maggio 2016, acquisizione del restante 40% di Maicor Wind, società operante nel settore eolico in Italia, divenendone unico socio;
- > in data 27 luglio 2016, Enel Green Power International ("EGPI"), società interamente posseduta da Enel, ed Endesa Generación, società interamente posseduta da Endesa, hanno sottoscritto e dato contestuale esecuzione all'accordo per la cessione, da parte di EGPI, del 60% del capitale di Enel Green Power España ("EGPE") a Endesa Generación, che essendo già titolare del restante 40% del capitale di EGPE, a seguito di questa operazione ne è divenuta unico socio. Nel Bilancio consolidato, l'operazione genera un aumento delle interessenze di terzi, dato che la quota di pertinenza del Gruppo detenuta indirettamente in EGPE passa dall'88,04% al 70,10%.

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 2016 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	25.841	14.002	7.906	2.929	671	18	92	51.459
Ricavi intersettoriali	494	46	17	146	1	-	(704)	-
Totale ricavi	26.335	14.048	7.923	3.075	672	18	(612)	51.459
Totale costi	20.745	11.100	5.315	2.453	201	11	(506)	39.319
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(145)	22	4	(13)	(1)	-	3	(130)
Ammortamenti	1.271	1.240	692	198	190	6	38	3.635
Impairment	350	276	82	98	21	6	43	876
Ripristini di valore	-	(176)	(1)	(13)	-	-	-	(190)
Risultato operativo	3.824	1.630	1.839	326	259	(5)	(184)	7.689
Investimenti	1.170	646	1.994	144 ⁽²⁾	989	253	20 ⁽³⁾	5.216

(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 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 5 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primi nove mesi 2015 restated ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	28.446	15.369	8.115	3.423	631	2	12	55.998
Ricavi intersettoriali	759	105	10	235	2	1	(1.112)	-
Totale ricavi	29.205	15.474	8.125	3.658	633	3	(1.100)	55.998
Totale costi	24.049	12.480	5.733	2.414	197	10	(968)	43.915
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	110	(16)	(4)	(14)	(1)	-	3	78
Ammortamenti	1.275	1.236	705	265	143	1	24	3.649
Impairment	349	261	59	1.658	34	-	-	2.361
Ripristini di valore	-	(149)	(1)	(6)	-	-	(1)	(157)
Risultato operativo	3.642	1.630	1.625	(687)	258	(8)	(152)	6.308
Investimenti	1.135 ⁽²⁾	585	2.112	145 ⁽³⁾	479	200	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".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 30 settembre 2016

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.956	24.218	15.863	3.014	5.866	690	67	75.674
Attività immateriali	1.156	15.642	10.996	992	619	109	8	29.522
Crediti commerciali	9.315	2.142	1.877	301	97	10	(416)	13.326
Altro	4.174	1.322	544	258	88	5	(329)	6.062
Attività operative	40.601	43.324 ⁽¹⁾	29.280	4.565 ⁽³⁾	6.670 ⁽⁵⁾	814	(670) ⁽⁶⁾	124.584
Debiti commerciali	7.312	1.831	1.925	316	493	20	(462)	11.435
Fondi diversi	3.491	3.720	933	117	33	15	663	8.972
Altro	7.661	2.236	1.437	319	76	40	284	12.053
Passività operative	18.464	7.787 ⁽²⁾	4.295	752 ⁽⁴⁾	602	75	485	32.460

(1) Di cui 19 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

(3) Di cui 64 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 13 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

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

Al 31 dicembre 2015 restated

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.998	24.640	14.115	6.658	5.174	394	72	77.051
Attività immateriali	1.161	15.701	10.376	997	673	107	51	29.066
Crediti commerciali	8.862	2.260	1.815	410	110	6	(607)	12.856
Altro	3.709	1.470	485	636	107	4	(334)	6.077
Attività operative	39.730	44.071	26.791	8.701 ⁽¹⁾	6.064	511	(818)	125.050
Debiti commerciali	6.982	2.156	2.349	809	395	80	(718)	12.053
Fondi diversi	3.626	3.828	834	2.062	34	14	661	11.059
Altro	7.035	2.852	1.190	627	128	33	16	11.881
Passività operative	17.643	8.836	4.373	3.498 ⁽²⁾	557	127	(41)	34.993

(1) Di cui 4.321 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 2.331 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro		
	al 30.09.2016	al 31.12.2015
Totale attività	152.846	161.179
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.026	607
Altre attività finanziarie non correnti	5.534	5.617
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	504	463
Attività finanziarie correnti	6.154	7.454
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.391	10.639
Attività per imposte anticipate	6.617	7.386
Crediti tributari	1.964	1.342
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	72	2.621
Attività di settore	124.584	125.050
Totale passività	99.419	109.428
Finanziamenti a lungo termine	40.716	44.872
Passività finanziarie non correnti	3.092	1.518
Finanziamenti a breve termine	3.476	2.155
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.713	5.733
Passività finanziarie correnti	3.914	6.572
Passività di imposte differite	8.747	8.977
Debiti per imposte sul reddito	1.161	585
Debiti tributari diversi	1.062	990
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	78	3.033
Passività di settore	32.460	34.993

Ricavi

5.a Ricavi - Euro 51.459 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015	Variazioni	
Vendita energia elettrica	31.342	34.979	(3.637)	-10,4%
Trasporto energia elettrica	7.164	6.993	171	2,4%
Corrispettivi da gestori di rete	370	597	(227)	-38,0%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.074	935	139	14,9%
Vendita gas	2.751	2.875	(124)	-4,3%
Trasporto gas	390	358	32	8,9%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	348	184	164	89,1%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	4	74	(70)	-94,6%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	8.016	9.003	(987)	-11,0%
Totale	51.459	55.998	(4.539)	-8,1%

Nei primi nove mesi del 2016 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 31.342 milioni di euro, con un decremento di 3.637 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-10,4%). Tali ricavi includono i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 21.615 milioni di euro (22.692 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015), i ricavi per vendita di energia all'ingrosso (non inclusivi dei corrispettivi da gestori di rete) per 8.200 milioni di euro (9.836 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015), nonché i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 1.527 milioni di euro (2.451 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015).

La variazione negativa dei ricavi di vendita di energia elettrica all'ingrosso e per attività di trading trova riscontro principalmente nel calo dei prezzi medi di vendita e nella diminuzione dei volumi intermediati cui si deve associare la riduzione dei ricavi per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne avvenuto a fine luglio 2016. La riduzione dei ricavi di vendita di energia a clienti finali si è verificato soprattutto nel mercato spagnolo e italiano, per la riduzione dei prezzi medi di vendita. Infine, il deprezzamento delle valute locali nei confronti dell'euro ha determinato un decremento dei ricavi particolarmente sentito nei Paesi dell'America Latina.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano nei primi nove mesi del 2016 a 7.164 milioni di euro, con un incremento di 171 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tali ricavi includono i ricavi per trasporto di energia destinata ai clienti finali del mercato regolato per 2.317 milioni di euro (2.426 milioni di euro nell'analogo periodo del 2015) e del mercato libero per 1.418 milioni di euro (1.187 milioni di euro nell'analogo periodo del 2015), nonché i ricavi per trasporto di energia ad altri operatori per 3.429 milioni di euro (3.380 milioni di euro nell'analogo periodo del 2015). Tale incremento è prevalentemente concentrato in Italia, dove le maggiori quantità trasportate a servizio del mercato libero hanno più che compensato la riduzione dei volumi sul mercato regolato e delle tariffe di distribuzione.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nei primi nove mesi del 2016, a 1.074 milioni di euro in aumento di 139 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare i maggiori contributi sono principalmente dovuti ai maggiori incentivi ricevuti come "feed-in premium" (ex certificati verdi) per la produzione di energia da fonte rinnovabile in Italia. Tale effetto è stato in parte ridotto dalla minore compensazione ricevuta dal sistema elettrico spagnolo per la generazione nelle aree insulari dovuta al minor costo di approvvigionamento dei combustibili.

I ricavi per **vendita di gas** nei primi nove mesi del 2016 sono pari a 2.751 milioni di euro, con un decremento di 124 milioni di euro (-4,3%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La variazione del periodo risente prevalentemente del calo dei prezzi medi di vendita applicati ai clienti finali del mercato libero in Spagna.

I ricavi per **trasporto di gas** nei primi nove mesi del 2016 sono pari a 390 milioni di euro, con un incremento di 32 milioni di euro (+8,9%) soprattutto a seguito delle maggiori quantità vettorate in Italia.

Le **plusvalenze da alienazione di società** nei primi nove mesi del 2016 sono pari a 348 milioni di euro (184 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015) e sono prevalentemente riferibili alle plusvalenze relative alle cessioni di GNL Quintero (171 milioni di euro), Hydro Dolomiti Enel (124 milioni di euro) e Compostilla RE (19 milioni di euro), nonché alla rettifica positiva di prezzo di 30 milioni di euro per la cessione di ENEOP (avvenuta nel 2015).¹ Nei primi nove mesi del 2015 la voce accoglieva principalmente le plusvalenze derivanti dalle cessioni di SE Hydropower (141 milioni di euro) e di SF Energy (15 milioni di euro).

I proventi da **rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo** nei primi nove mesi del 2016 ammontano a 4 milioni di euro (74 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015). In particolare, i proventi relativi al 2016 si riferiscono all'adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività del Gruppo a seguito della perdita del controllo avvenuta con la cessione, in data 1° maggio 2016, del 65% di Drift Sand Wind Project. I proventi relativi ai primi nove mesi del 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).

I **ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nei primi nove mesi del 2016 a 8.016 milioni di euro (9.003 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente), con un decremento di 987 milioni di (-11,0%). La variazione è dovuta principalmente:

- > ai minori ricavi per vendite e contributi ricevuti relativi a certificati ambientali per 671 milioni di euro, connessi principalmente alla riduzione delle attività di negoziazione e alla rilevazione, nei primi nove mesi del 2015, di ricavi da vendita e misurazione al fair value di certificati ambientali (173 milioni di euro) in base al Regolamento UE n. 389/2013;
- > ai minori ricavi per 236 milioni di euro dovuti ai proventi rilevati nel 2015 in virtù delle modifiche regolatorie in Argentina introdotte con la *Resolución* n. 32/2015;
- > alla rilevazione nei primi nove mesi del 2015 del negative goodwill emergente dall'acquisizione di 3Sun per 87 milioni di euro;
- > ai proventi iscritti nei primi nove mesi del 2016 e relativi agli aggiustamenti prezzo relativi alle acquisizioni di Parque Talinay Oriente e di Stipa Nayaá per complessivi 38 milioni di euro.

Costi

5.b Costi - Euro 43.640 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2016	2015	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica	13.508	16.505	(2.997)	-18,2%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.279	4.339	(1.060)	-24,4%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	6.536	7.345	(809)	-11,0%
Materiali	789	864	(75)	-8,7%
Costo del personale	3.321	3.464	(143)	-4,1%
Servizi e godimento beni di terzi	11.128	11.025	103	0,9%
Ammortamenti e impairment	4.321	5.853	(1.532)	-26,2%
Oneri per certificati ambientali	612	535	77	14,4%
Altri costi operativi	1.246	830	416	50,1%
Costi capitalizzati	(1.100)	(992)	(108)	-10,9%
Totale	43.640	49.768	(6.128)	-12,3%

I costi per **acquisto di energia elettrica** relativi ai primi nove mesi del 2016 ammontano a 13.508 milioni di euro con un decremento di 2.997 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2015 (-18,2%). Tali costi includono, gli acquisti effettuati mediante contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri per 10.433 milioni di euro (12.772 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015), gli acquisti di energia effettuati sulle Borse dell'energia elettrica per 2.985 milioni di euro (3.611 milioni di euro nei primi nove mesi del 2015) e gli acquisti di energia nell'ambito dei servizi di dispacciamento e bilanciamento per 90 milioni di euro (122 milioni di euro nei primi mesi del 2015).

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi ai primi nove mesi del 2016 sono pari a 3.279 milioni di euro, registrando un decremento di 1.060 milioni di euro (-24,4%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, per effetto della riduzione del fabbisogno.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 6.536 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016 con un decremento di 809 milioni di euro, essenzialmente dovuto al calo dei prezzi medi di mercato e ai benefici riconosciuti in seguito alla chiusura degli accordi delle Price Review relative a taluni contratti di fornitura di gas.

I costi per **materiali** ammontano nei primi nove mesi del 2016 a 789 milioni di euro, con un decremento di 75 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Il decremento registrato nei primi nove mesi è dovuto principalmente alla riduzione dell'attività di trading relativa a EUAs e CERs rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente e al termine dell'operatività sui certificati verdi per la sostituzione, in Italia, del meccanismo di incentivazione dei certificati verdi con il "feed-in premium" per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Il **costo del personale** nei primi nove mesi del 2016 è pari a 3.321 milioni di euro, registrando un decremento di 143 milioni di euro (-4,1%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La variazione trova sostanzialmente riscontro nella riduzione delle consistenze medie in Italia e Spagna, anche per effetto dei meccanismi di esodo incentivato introdotti negli esercizi precedenti e tuttora in fase di attuazione e dal deconsolidamento della società Slovenské elektrárne. Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2016 è pari a 62.472 dipendenti, di cui 30.259 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2016 si decrementa di 5.442 unità, per

l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-1.036 unità) e delle variazioni di perimetro (-4.406 unità), queste ultime sostanzialmente riconducibili al deconsolidamento delle società slovacche.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2015 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2015	67.914
Assunzioni	2.699
Cessazioni	(3.735)
Variazioni di perimetro	(4.406)
Consistenza al 30 settembre 2016	62.472

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nei primi nove mesi del 2016 ammontano a 11.128 milioni di euro, con un incremento di 103 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2015. Tale incremento è connesso essenzialmente ai maggiori costi per vettoriamenti per 283 milioni di euro, soprattutto in Italia, in parte compensati dall'effetto cambi, in particolare in America Latina, che ne ha ridotto i relativi costi.

Gli **ammortamenti e impairment** nei primi nove mesi del 2016 sono pari a 4.321 milioni di euro, registrando un decremento di 1.532 milioni di euro. Tale variazione nei primi nove mesi del 2016 è sostanzialmente riferibile alla variazione negli impairment rilevati e in particolare:

- > alla perdita di valore di 919 milioni di euro rilevata nei primi nove mesi del 2015 sugli asset di generazione russi, tenuto conto delle sfavorevoli condizioni di mercato e regolatorie del Paese;
- > all'adeguamento di valore, effettuato nei primi nove mesi del 2015 (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;
- > all'impairment di 155 milioni di euro registrato nei primi nove mesi del 2015 sulla restante parte di avviamento e residualmente sulle attività materiali di Enel Green Power Romania a seguito dello sfavorevole scenario di mercato e regolatorio nel settore delle energie rinnovabili del Paese;
- > alle perdite di valore rilevate nei primi nove mesi del 2016 pari a 91 milioni di euro per adeguare al presumibile valore di realizzo le attività di Marcinelle Energie (52 milioni di euro) e le attività dell'Upstream gas di Enel Trade ed Enel Longanesi (39 milioni di euro).

Gli **oneri per certificati ambientali** nei primi nove mesi del 2016 sono pari a 612 milioni di euro in incremento di 77 rispetto allo stesso periodo del 2015. Tale variazione è essenzialmente connessa a:

- > l'incremento degli oneri per le quote di emissioni inquinanti (+86 milioni di euro), concentrato in Italia e derivante da un aumento del costo unitario delle quote emissione (EUAs e CERs), parzialmente compensato dalla riduzione delle emissioni;
- > l'aumento degli oneri per certificati di efficienza energetica (+104 milioni di euro), concentrato in Italia e derivante dai maggiori volumi acquistati rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente;
- > la riduzione degli oneri per certificati verdi (-113 milioni di euro), in quanto in Italia a partire dal 2016 non è più previsto l'obbligo di certificati verdi a carico della generazione termoelettrica.

Gli **altri costi operativi** nei primi nove mesi del 2016 ammontano a 1.246 milioni di euro, con un incremento di 416 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2015. Tale variazione è sostanzialmente riferibile:

- > al rilascio del fondo smaltimento combustibile nucleare in Slovacchia per 550 milioni di euro effettuato nel terzo trimestre 2015 a esito dello studio elaborato da esperti indipendenti anche alla luce della modificata normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco, il quale ha approvato una nuova strategia per il "back end" del combustibile nucleare esausto;

- > alle minusvalenze rilevate per 181 milioni di euro nel terzo trimestre 2016 in America Latina a seguito della rinuncia ai diritti di sfruttamento idrico per sei progetti di sviluppo in Cile e Perù, in seguito all'analisi della loro redditività e del loro impatto socio-economico;
- > ai minori oneri per imposte e tasse per 211 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a minori imposte sulla generazione in Spagna (connessi alla legge n. 15/2012 per 92 milioni di euro in correlazione al calo delle quantità prodotte), all'eliminazione per incostituzionalità della tassa sulla generazione nucleare nella regione spagnola della Catalogna per 78 milioni di euro, nonché a minori imposte locali sugli immobili in Italia, anche a seguito di alcune modifiche normative circa la tassazione degli impianti industriali;
- > ai minori oneri (56 milioni di euro) conseguenti all'effetto combinato dell'accantonamento effettuato nei primi nove mesi del 2015 e il successivo rilascio effettuato nei primi nove mesi del 2016 (per 28 milioni di euro) relativamente agli obblighi per la realizzazione e sviluppo della centrale idroelettrica portoghese di Girabolhos;
- > ai minori oneri (57 milioni di euro) per i costi per rimborsi spettanti ai clienti per le interruzioni estese in Italia che nel 2015 risentivano di alcuni fenomeni di maltempo particolarmente diffusi.

Nel primi nove mesi del 2016 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.100 milioni di euro con un incremento di 108 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

5.c Proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - Euro (130) milioni

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono negativi per 130 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016 (positivi per 78 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente). In particolare, gli oneri netti relativi ai primi nove mesi del 2016 sono riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 44 milioni di euro (72 milioni di euro di proventi netti realizzati nei primi nove mesi del 2015) e agli oneri netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 174 milioni di euro (6 milioni di euro proventi netti da valutazione nei primi nove mesi del 2015).

5.d Oneri finanziari netti - Euro 2.177 milioni

Gli **oneri finanziari netti** subiscono un incremento di 179 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2015.

Nello specifico, i proventi finanziari dei primi nove mesi del 2016 ammontano a 3.166 milioni di euro e si incrementano di 242 milioni rispetto al periodo precedente (2.924 milioni di euro). Tale variazione è prevalentemente riconducibile ai seguenti effetti contrapposti:

- > incremento delle differenze positive di cambio per 1.062 milioni di euro;
- > all'incremento degli interessi e degli altri proventi su crediti finanziari per 19 milioni di euro, connesso essenzialmente ai crediti finanziari a medio e lungo termine;
- > decremento dei proventi da strumenti derivati per 749 milioni di euro, stipulati prevalentemente a copertura del rischio di oscillazione dei tassi di cambio su finanziamenti denominati in valuta estera;
- > decremento degli altri proventi per 107 milioni di euro, sostanzialmente a seguito della rilevazione effettuata nei primi nove mesi del 2015 dei proventi connessi a 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 (78 milioni di euro), nonché agli interessi rilevati nei primi nove mesi del 2015 sul rimborso dell'ecotassa nella regione di Estremadura in Spagna (10 milioni di euro).

Gli oneri finanziari dei primi nove mesi del 2016 ammontano invece a 5.343 milioni di euro, con un incremento di 421 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2015. L'incremento è riferibile:

- > ai maggiori oneri su strumenti derivati per 1.180 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla copertura del rischio di cambio sui finanziamenti accesi;
- > all'aumento degli oneri per attualizzazione dei fondi per rischi e oneri per 112 milioni di euro, relativo essenzialmente ai maggiori oneri per il fondo incentivo all'esodo (+72 milioni di euro) e per gli altri fondi rischi e oneri futuri (+68 milioni di euro) dovuto essenzialmente alla *Resolución* ENRE n. 1/2016 che ha comportato l'attualizzazione di alcune multe pregresse in contenzioso in Argentina;
- > alla diminuzione delle differenze negative di cambio per 811 milioni di euro;
- > alla riduzione degli interessi passivi e oneri su debiti finanziari per 116 milioni di euro; essenzialmente per effetto della riduzione dell'indebitamento finanziario medio. Tale variazione è dovuta prevalentemente alla riduzione degli interessi su obbligazioni per 132 milioni di euro (connessa essenzialmente al decremento del prestito obbligazionario per le operazioni effettuate dalla Capogruppo e da Enel Finance International) che è stato solo in minima parte compensato dall'incremento degli interessi passivi sui prestiti bancari a medio e lungo termine;
- > al decremento degli oneri per attualizzazione sulla passività connessa ai benefici concessi ai dipendenti per 21 milioni di euro.

5.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 67 milioni

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi nove mesi del 2016 è positiva per complessivi 67 milioni di euro.

5.f Imposte - Euro 1.705 milioni

Le **imposte** dei primi nove mesi del 2016 ammontano a 1.705 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 30,6% (a fronte di un'incidenza del 32,8% nei primi nove mesi del 2015). La minore incidenza fiscale dei primi nove mesi del 2016 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente è da riferire essenzialmente alla riduzione di aliquota fiscale in Spagna che è passata dal 28% al 25%, in parte compensata dal diverso peso nei due periodi a confronto di alcuni elementi reddituali, derivanti da operazioni straordinarie, assoggettati a un regime di sostanziale esenzione (c.d. "regime PEX").

Attività

6.a Attività non correnti - Euro 119.485 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2016 a 91.445 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 2.759 milioni di euro. Tale variazione è riferibile principalmente agli investimenti del periodo (5.216 milioni di euro), all'effetto delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta estera (positive per 1.334 milioni di euro e sostanzialmente riferibili a Brasile, Colombia, Cile e Russia), nonché alla capitalizzazione di interessi su costruzioni in corso (131 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dagli ammortamenti e impairment rilevati nel periodo su tali attività (pari complessivamente a 3.652 milioni di euro) e dalle dismissioni del periodo (254 milioni di euro).

L'*avviamento*, pari a 13.825 milioni di euro, presenta un aumento di 1 milione di euro rispetto al 31 dicembre 2015. La variazione trova riscontro nell'iscrizione di un avviamento (iscritto provvisoriamente in attesa di completare il processo di

Purchase Price Allocation secondo quanto stabilito dall'IFRS 3) a seguito dell'acquisizione di Energía Limpia de Amistad, società messicana operante nella generazione da fonte eolica, il cui effetto è solo parzialmente compensato dalla variazione dei tassi di cambio.

Si ricorda che la valutazione di impairment delle Cash Generating Unit (CGU) a cui sono allocate le porzioni di avviamento è effettuata annualmente ovvero qualora le circostanze indichino che il valore contabile possa non essere recuperato. Il test è stato effettuato al 31 dicembre 2015 sulla base dei flussi di cassa rivenienti dal piano industriale 2016-2019, predisposto dalla Direzione e attualizzati applicando degli specifici tassi di sconto. Le assunzioni chiave applicate per determinare il valore d'uso delle single CGU e le analisi di sensitività sono riportate nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 1.026 milioni di euro, si incrementano di 419 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente

La movimentazione del periodo, oltre a risentire del risultato positivo di pertinenza del Gruppo delle società valutate con l'equity method, è fortemente influenzata dalle "variazioni di perimetro" connesse essenzialmente alla cessione del 50% della partecipazione indiretta nel capitale sociale di Slovenské elektrárne avvenuta il 28 luglio 2016 a seguito della quale la società è valutata con il metodo del patrimonio netto.

Si segnala inoltre la cessione della quota azionaria detenuta in GNL Quintero, società cilena operante nella rigassificazione di gas naturale.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 13.189 milioni di euro al 30 settembre 2016 e includono:

Milioni di euro

	al 30.09.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	6.617	7.386	(769)	-10,4%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	2.830	2.335	495	21,2%
Altre attività finanziarie non correnti	2.704	3.282	(578)	-17,6%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	237	67	170	-
Altri crediti a lungo termine	801	810	(9)	-1,1%
Totale	13.189	13.880	(691)	-5,0%

Il decremento del periodo, pari a 691 milioni di euro, è dovuto sostanzialmente:

- > al decremento delle attività per imposte anticipate per 769 milioni di euro, sostanzialmente a seguito del deconsolidamento di Slovenské elektrárne, nonché dell'effetto cambi;
- > al decremento delle altre attività finanziarie non correnti per 578 milioni di euro, da riferire essenzialmente alla riduzione del fair value degli strumenti finanziari derivati (773 milioni di euro, prevalentemente associati agli strumenti di copertura del rischio cambio e di tasso di interesse designati di cash flow hedge) e delle altre partecipazioni (25 milioni di euro, inclusi tra gli altri della partecipazione valutata al fair value detenuta nella società Bayan Resources). Tali effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento registrato nelle attività finanziarie per servizi in concessione connesse agli investimenti effettuati sulla rete di distribuzione in concessione in Brasile (+233 milioni di euro);
- > all'incremento dei crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto per 495 milioni di euro, dovuto principalmente all'aumento dei titoli "disponibili per la vendita" (costituiti da bond) nei quali le società assicurative olandesi hanno investito parte della loro liquidità (330 milioni di euro), all'incremento dei crediti finanziari a lungo termine connessi alla cessione di partecipazioni (243 milioni di euro), e alla riduzione dei crediti finanziari verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA - ex Cassa Conguaglio del settore elettrico) per la riclassifica della

quota a breve termine del credito per il risanamento del Fondo Pensione Elettrico e per il rimborso degli oneri straordinari sostenuti per la sostituzione anticipata dei contatori (65 milioni di euro);

- > all'incremento dei crediti non correnti verso operatori istituzionali di mercato per 170 milioni di euro, principalmente dovuto all'aumento dei crediti verso la CSEA per 147 milioni di euro, sostanzialmente correlato al riconoscimento dei titoli e progetti di efficienza energetica dei primi nove mesi del 2016.

6.b Attività correnti - Euro 33.191 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 2.772 milioni di euro e presentano una riduzione di 132 milioni di euro, riferibile principalmente al decremento delle quote dei diritti di emissione CO₂, dei certificati verdi e delle giacenze di gas e altri combustibili.

I *crediti commerciali*, pari a 13.310 milioni di euro, sono in crescita di 513 milioni di euro, con una variazione derivante essenzialmente dall'aumento dei crediti per vendita e trasporto energia, anche per effetto del calendario di fatturazione.

Le *altre attività correnti*, pari a 10.718 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro				
	al 30.09.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	2.965	2.241	724	32,3%
Altre attività finanziarie correnti	3.189	5.213	(2.024)	-38,8%
Crediti tributari	1.964	1.342	622	46,3%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	855	765	90	11,8%
Altri crediti a breve termine	1.745	1.427	318	22,3%
Totale	10.718	10.988	(270)	-2,5%

Il decremento del periodo, pari a 270 milioni di euro, è riconducibile principalmente a:

- > un decremento per 2.024 milioni di euro delle altre attività finanziarie correnti, connesso alla variazione negativa del fair value degli strumenti finanziari derivati (1.978 milioni di euro, prevalentemente riferibile alla copertura del rischio prezzo delle commodity energetiche di derivati valutati al fair value contro Conto economico) e al decremento dei ratei e risconti attivi di natura finanziaria (46 milioni di euro);
- > un incremento delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento per 724 milioni di euro, connesso principalmente all'incremento dei cash collateral versati (868 milioni di euro) compensato parzialmente dalla riduzione dei crediti verso società di factoring o società finanziarie derivanti dalla cessione di crediti (119 milioni di euro);
- > un incremento di 622 milioni di euro dei crediti tributari, relativa essenzialmente ai maggiori crediti per imposte sul reddito a seguito del versamento del primo acconto IRES e IRAP per l'anno 2016, delle società in Italia, al netto della liquidazione delle imposte relative all'esercizio 2015;
- > un incremento degli altri crediti a breve termine per 318 milioni di euro, prevalentemente relativi a taluni crediti relativi ad arbitrati su contratti di fornitura di gas naturale in Algeria e Nigeria.

6.c Attività possedute per la vendita - Euro 170 milioni

La voce in esame include sostanzialmente le attività valutate sulla base del presumibile valore di realizzo desumibile dallo stato attuale delle trattative, che in ragione delle decisioni assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce. Il decremento del periodo, pari ai 6.684 milioni di euro risente essenzialmente delle cessioni di Slovenské elektrárne (-6.798 milioni di euro), Hydro Dolomiti Enel (-189 milioni di euro) e Compostilla RE (-111 milioni di euro) che ne hanno determinato il deconsolidamento, e della classificazione in tale voce delle attività relative a Marcinelle (85 milioni di euro), Enel France (38 milioni di euro), nonché di alcuni asset minori.

Patrimonio netto e passività

6.d Patrimonio netto del Gruppo - Euro 35.112 milioni

L'incremento dei primi nove mesi del 2016 del patrimonio netto di Gruppo, pari a 2.736 milioni di euro, risente principalmente della scissione non proporzionale di Enel Green Power, mediante la quale – attraverso un concambio azionario che ha comportato un aumento di capitale e della riserva sovrapprezzo azioni di Enel SpA a servizio della scissione stessa – il Gruppo ha aumentato la quota partecipativa nella società dal 68,29% al 100% (con un effetto complessivo pari a 2.065 milioni di euro) e della rilevazione dell'utile di competenza del periodo a Conto economico (2.757 milioni di euro), solo parzialmente compensato da quello rilevato direttamente a patrimonio netto (-58 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dai dividendi deliberati e distribuiti nel periodo (1.316 milioni di euro), nonché dall'aumento delle interessenze di terzi (con un paritetico decremento del patrimonio netto di Gruppo) conseguente alla riorganizzazione societaria del business delle energie rinnovabili in Spagna che ha visto la cessione del 60% del capitale di Enel Green Power España da Enel Green Power International a Endesa Generación.

6.e Passività non correnti - Euro 61.636 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 40.716 milioni di euro (44.872 milioni di euro al 31 dicembre 2015), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 31.474 milioni di euro (35.987 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 9.242 milioni di euro (8.885 milioni di euro al 31 dicembre 2015). La variazione rilevata nei nove mesi risente del deprezzamento del dollaro statunitense e delle altre valute in cui è espresso il valore nozionale del debito, 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 16.190 milioni di euro al 30 settembre 2016 (16.453 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e includono:

- > TFR e altri benefici ai dipendenti per 2.251 milioni di euro, in diminuzione di 33 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, sostanzialmente per effetto delle erogazioni del periodo parzialmente compensato dall'effetto dell'attualizzazione e dall'andamento dei tassi di cambio;
- > fondi rischi e oneri per 5.192 milioni di euro (5.192 milioni di euro al 31 dicembre 2015). La voce include, tra gli altri, il fondo contenzioso legale per 755 milioni di euro (762 milioni di euro al 31 dicembre 2015), il fondo per decommissioning nucleare per 615 milioni di euro (528 milioni di euro al 31 dicembre 2015), il fondo per smantellamento e ripristino impianti per 599 milioni di euro (611 milioni di euro al 31 dicembre), il fondo oneri su imposte e tasse per 236 milioni di euro (290 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e il fondo oneri per incentivo all'esodo per 2.145 milioni di euro (2.182 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- > passività per imposte differite per 8.747 milioni di euro (8.977 milioni di euro al 31 dicembre 2015). 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 4.730 milioni di euro (3.067 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e si incrementano di 1.663 milioni di euro, essenzialmente per effetto della variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati (+1.574 milioni di euro) che riguarda prevalentemente gli strumenti di copertura del rischio cambio e di tasso di interesse designati di cash flow hedge.

6.f Passività correnti - Euro 37.688 milioni

I *finanziamenti a breve termine* e le *quote correnti di finanziamenti a lungo termine* incrementano di 301 milioni di euro, passando da 7.888 milioni di euro di fine 2015 a 8.189 milioni di euro al 30 settembre 2016. Tale variazione è connessa essenzialmente all'incremento delle commercial paper per 2.091 milioni di euro, parzialmente compensata dal decremento della quota a breve dei prestiti obbligazionari (-986 milioni di euro) e dei collateral ricevuti dalle controparti di contratti derivati OTC (-798 milioni di euro).

I *debiti commerciali*, pari a 11.427 milioni di euro (11.775 milioni di euro al 31 dicembre 2015), sono in diminuzione di 348 milioni di euro.

Le *altre passività correnti*, pari a 18.072 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro				
	al 30.09.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.766	1.567	199	12,7%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.930	4.879	51	1,0%
Passività finanziarie correnti	3.914	6.572	(2.658)	-40,4%
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	547	674	(127)	-18,8%
Debiti tributari	2.223	1.576	647	41,1%
Altri	4.692	4.741	(49)	-1,0%
Totale	18.072	20.009	(1.937)	-9,7%

La variazione del periodo, pari a 1.937 milioni di euro, è essenzialmente dovuta:

- > a un decremento delle passività finanziarie correnti pari a 2.658 milioni di euro, riconducibile in massima parte alla riduzione del fair value degli strumenti finanziari derivati (2.497 milioni di euro associata prevalentemente agli strumenti di copertura del rischio prezzo di commodity valutati al fair value contro Conto economico) e al decremento dei ratei passivi aventi natura finanziaria;
- > un decremento dei debiti verso il personale pari a 127 milioni di euro, particolarmente concentrato in Italia e collegato ai meccanismi di esodo incentivato;
- > a un aumento dei debiti tributari pari a 647 milioni di euro, sostanzialmente correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo al netto dei pagamenti di imposte effettuati e dei debiti relativi alle imposte addizionali sui consumi di energia elettrica e di gas;
- > un incremento dei debiti diversi verso clienti per 199 milioni di euro, dovuta all'aumento dei rimborsi a clienti (di cui 137 milioni di euro in Italia) e dei debiti per qualità del servizio in Argentina (+83 milioni di euro, sostanzialmente connessi al meccanismo di attualizzazione degli stessi a seguito della Risoluzione ENRE n.1/2016).

6.g Passività possedute per la vendita - Euro 95 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 2016 e al 31 dicembre 2015, 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 30.09.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	423	582	(159)	-27,3%
Depositi bancari e postali	5.968	10.057	(4.089)	-40,7%
Titoli	30	1	29	-
Liquidità	6.421	10.640	(4.219)	-39,7%
Crediti finanziari a breve termine	2.068	1.324	744	56,2%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	102	147	(45)	-30,6%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	765	769	(4)	-0,5%
Crediti finanziari correnti	2.935	2.240	695	31,0%
Debiti verso banche	(224)	(180)	(44)	-24,4%
Commercial paper	(2.304)	(213)	(2.091)	-
Quota corrente di finanziamenti bancari	(879)	(844)	(35)	-4,1%
Quota corrente debiti per obbligazioni e emesse	(3.584)	(4.570)	986	21,6%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(250)	(319)	69	21,6%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(1.050)	(1.762)	712	40,4%
Totale debiti finanziari correnti	(8.291)	(7.888)	(403)	-5,1%
Posizione finanziaria corrente netta	1.065	4.992	(3.927)	-78,7%
Debiti verso banche e istituti finanziari	(7.365)	(6.863)	(502)	-7,3%
Obbligazioni	(31.474)	(35.987)	4.513	12,5%
Debiti verso altri finanziatori	(1.877)	(2.022)	145	7,2%
Posizione finanziaria non corrente	(40.716)	(44.872)	4.156	9,3%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(39.651)	(39.880)	229	0,6%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.830	2.335	495	21,2%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(36.821)	(37.545)	724	1,9%

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

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 Leonardo	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.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere nei primi nove mesi del 2016 e del 2015 e al 30 settembre 2016 e al 31 dicembre 2015.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale primi nove mesi 2016	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale primi nove mesi 2016	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici													
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	35	947	1.062	846	346	48	51	-	3.335	194	3.529	50.131	7,0%
Altri ricavi	-	-	2	-	6	-	2	-	10	8	18	1.328	1,4%
Proventi finanziari	-	-	14	-	-	-	-	-	14	3	17	3.166	0,5%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	2.287	1.167	47	694	2	-	-	-	4.197	249	4.446	23.141	19,2%
Costi per servizi e altri materiali	1	47	1.613	105	3	60	36	-	1.865	76	1.941	12.100	16,0%
Altri costi operativi	2	192	4	-	-	-	-	-	198	-	198	1.858	10,7%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	10	-	-	-	-	-	10	13	23	(130)	-17,7%
Oneri finanziari	-	-	-	-	1	-	-	-	1	20	21	5.343	0,4%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 30.09.2016	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 30.09.2016	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali													
Altre attività non correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20	13.189	0,2%
Crediti commerciali	8	266	437	10	25	-	41	-	787	105	892	13.310	6,7%
Altre attività correnti	-	11	5	9	250	-	1	-	276	16	292	10.718	2,7%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	6	-	6	-	6	4.730	0,1%
Debiti commerciali	528	355	296	44	1.404	57	21	-	2.705	79	2.784	11.427	24,4%
Altre passività correnti	-	-	3	-	-	1	-	-	4	5	9	12.997	0,1%
Altre informazioni													
Garanzie rilasciate	-	280	250	-	-	10	75	-	615	-	615		
Garanzie ricevute	-	-	-	250	-	11	29	-	290	-	290		
Impegni	-	-	2	5	-	-	11	-	18	-	18		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale primi nove mesi 2015	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale primi nove mesi 2015	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%
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	15	2.924	0,5%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	2.823	1.143	80	1.139	3	-	26	-	5.214	202	5.416	28.008	19,3%
Costi per 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%
Altri oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22	22	4.922	0,4%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.12.2015	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2015	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali													
Crediti commerciali	-	217	473	116	68	5	15	-	894	43	937	12.797	7,3%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	2.381	0,1%
Altre attività correnti	-	4	25	-	69	5	2	-	105	30	135	2.898	4,7%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	4	1.549	0,3%
Debiti commerciali	620	373	376	184	1.256	38	27	-	2.874	37	2.911	11.775	24,7%
Altre passività correnti	-	-	8	-	-	1	4	-	13	1	14	11.222	0,1%
Altre informazioni													
Garanzie rilasciate	-	280	253	-	-	-	1	-	534	-	534		
Garanzie ricevute	-	-	-	150	-	8	27	-	185	-	185		
Impegni	-	-	2	21	-	-	14	-	37	-	37		

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura (reperibile all'indirizzo internet <https://www.enel.com/it/investors1/comitati/comitato-parti-correlate.html>) che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nei primi nove mesi del 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 30.09.2016	al 31.12.2015	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	8.557	6.701	1.856
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	60.849	48.733	12.116
- acquisti di combustibili	44.231	64.114	(19.883)
- forniture varie	1.038	1.725	(687)
- appalti	2.340	1.905	435
- altre tipologie	3.996	2.895	1.101
Totale	112.454	119.372	(6.918)
TOTALE	121.011	126.073	(5.062)

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 settembre 2016 a 60.849 milioni di euro, di cui 15.856 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2016-2020, 12.832 milioni di euro relativi al periodo 2021-2025, 10.225 milioni di euro al periodo 2026-2030 e i rimanenti 21.936 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 2016 a 44.231 milioni di euro, di cui 23.610 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2016-2020, 12.474 milioni di euro relativi al periodo 2021-2025, 7.028 milioni di euro al periodo 2026-2030 e i rimanenti 1.119 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

Il giudizio avanti alla Corte di Appello di Venezia è attualmente pendente e la prossima udienza è fissata per il 17 novembre 2016. Si prevede che la sentenza possa essere emessa entro la fine dell'anno.

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

In relazione alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, si è concluso il giudizio di primo grado dinanzi al Tribunale di Brindisi nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione – citata quale responsabile civile nel corso del 2013 – per i reati di danneggiamento e getto pericoloso di cose riguardo a presunte contaminazioni di polveri di carbone su terreni adiacenti l'area della centrale con riferimento a condotte che si sarebbero verificate dal 1999 al 2011. Con sentenza del 26 ottobre 2016, il Tribunale di Brindisi ha disposto nei confronti dei tredici imputati dipendenti/dirigenti di Enel Produzione: (i) l'assoluzione di nove di essi per non aver commesso il fatto; (ii) il non doversi procedere per intervenuta prescrizione dei reati contestati per due imputati; (iii) la condanna dei restanti due imputati, con tutti i benefici di legge, a nove mesi di reclusione. Nell'ambito della stessa sentenza, con riferimento alle richieste di risarcimento del danno, il Tribunale ha disposto altresì: (i) il rigetto di tutte le domande delle parti civili pubbliche e delle associazioni costituitesi parte civile; (ii) l'accoglimento della maggior parte delle domande presentate dalle parti private, rinviando queste ultime dinanzi al giudice civile per la quantificazione, senza disporre il riconoscimento di provvisori.

Sono inoltre in corso processi penali presso i Tribunali di Reggio Calabria e Vibo Valentia nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione per il reato di illecito smaltimento dei rifiuti a seguito di presunte violazioni in merito allo smaltimento dei rifiuti della centrale termoelettrica di Brindisi. Enel Produzione non è stata citata quale responsabile civile. Il procedimento penale dinanzi al Tribunale di Reggio Calabria si è concluso all'udienza del 23 giugno 2016. Con questa sentenza il Tribunale ha assolto la quasi totalità degli imputati Enel dai principali reati, perché il fatto non sussiste. In un solo caso ha proclamato la prescrizione. Parimenti è stata proclamata la prescrizione per tutti i restanti reati, di minore rilevanza penale. Il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia è stato rinviato dal 28 giugno 2016 al 4 maggio 2017 per i medesimi incumbenti e cioè per sentire gli ultimi testi indicati dagli altri imputati.

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

Sulla base della sentenza del 21 ottobre 2013, Enel nell'ottobre 2014, ha citato in giudizio Cattolica dinanzi al Tribunale di Roma al fine di ottenere la quantificazione delle somme dovute a essa e il pagamento delle stesse da parte di Cattolica. All'udienza del 3 ottobre 2016, il giudice ha dichiarato inammissibile la richiesta delle controparti di sospensione del processo in attesa della definizione di quello di appello, concedendo i termini per le memorie istruttorie e ha rinviato la causa per esame delle richieste istruttorie al 4 luglio 2017.

Contenzioso BEG

Nel febbraio 2012 Albania BEG Ambient Shpk ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA davanti al Tribunal de Grande Instance di Parigi per ottenere il riconoscimento in Francia della sentenza albanese. Enel SpA ed Enelpower SpA si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa. Il procedimento è in corso di svolgimento.

Albania BEG Ambient Shpk nel marzo 2014 ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al tribunale dello Stato di New York per ottenere il riconoscimento in detto Stato della sentenza albanese.

In data 22 aprile 2014, a seguito di un'istanza di Enel ed Enelpower, il giudice ha revocato l'ordine emesso in precedenza *inaudita altera parte* nei confronti delle due società che disponeva l'astensione dal compiere atti di disposizione dei beni dalle stesse posseduti nei limiti dell'importo di circa 600 milioni di dollari statunitensi. Il procedimento è pendente e nessun provvedimento sul merito, neppure preliminare, è stato assunto da detto Tribunale. In data 27 aprile 2015 Enel SpA ed Enelpower SpA hanno chiesto che il giudizio sia rimesso dal tribunale dello Stato di New York alla Corte Federale. Con decisione del 10 marzo 2016 la Corte Federale non ha accolto l'istanza di Enel SpA ed Enelpower SpA e pertanto il procedimento prosegue davanti al giudice dello Stato di New York. Enel SpA ed Enelpower SpA hanno proposto appello avverso la decisione che aveva rigettato l'eccezione di carenza di giurisdizione del tribunale dello Stato di New York e anche tale procedimento di appello è pendente.

In relazione al procedimento pendente in Olanda, la Corte d'Appello dell'Aja, con decisione del 9 febbraio 2016, ha accolto i ricorsi disponendo la revoca dei provvedimenti cautelari previo rilascio di una garanzia da parte di Enel per l'importo di 440 milioni di euro e di una controgaranzia da parte di Albania BEG Ambient Shpk di 50 milioni di euro circa (valore stimato dei danni di Enel ed Enelpower in relazione ai citati sequestri conservativi e al rilascio della garanzia bancaria).

La garanzia di Enel è stata rilasciata in data 30 marzo 2016. Albania BEG Ambient Shpk non ha rilasciato la propria controgaranzia entro il termine di tre settimane. Il 4 aprile 2016 Albania BEG Ambient ha impugnato la sentenza del 9 febbraio 2016 dinanzi alla Corte di Cassazione olandese. Enel ed Enelpower si sono costituite in giudizio il 20 maggio 2016.

Inoltre, a fine luglio 2014, Albania BEG Ambient Shpk ha promosso un procedimento per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda, nel contesto del quale a fine gennaio 2016 si è tenuta l'ultima udienza. Il 29 giugno 2016 il Tribunale ha depositato la sentenza, con cui: (i) ha statuito che la sentenza albanese soddisfa i requisiti per il riconoscimento e l'esecuzione nei Paesi Bassi; (ii) ha ordinato a Enel ed Enelpower di pagare euro 433.091.870,00 ad Albania BEG Ambient, oltre spese e accessori per euro 60.673,78; (iii) ha respinto la richiesta di Albania BEG Ambient di dichiarare la sentenza provvisoriamente esecutiva. Il 29 giugno 2016 Enel ed Enelpower hanno presentato appello avverso la sentenza. L'appello ha effetto devolutivo pieno (c.d. "*de novo*"); infatti la Corte di Appello riesaminerà l'intero oggetto del contendere. Pertanto, Enel ed Enelpower potranno far valere nuovamente *in toto* le proprie argomentazioni. Successivamente, in data 27 settembre 2016, anche Albania BEG Ambient Shpk ha presentato appello avverso la decisione del Tribunale del 29 giugno 2016 per chiedere la riforma della sua parziale soccombenza nel merito.

Il 14 luglio 2016 Albania BEG Ambient Shpk ha notificato un sequestro conservativo sulla base di un provvedimento cautelare emesso *inaudita altera parte* per l'importo di 440 milioni di euro presso alcune entità e il pignoramento delle azioni di tre società controllate da Enel SpA nei Paesi Bassi. Enel ha proposto ricorso e con decisione del 26 agosto 2016 il tribunale di Amsterdam ha deciso che i provvedimenti cautelari emessi nel 2014 e nel 2016 sarebbero risultati revocati se Albania BEG Ambient Shpk non avesse rilasciato una garanzia bancaria a favore di Enel ed Enelpower dell'importo di 7 milioni di euro entro il 21 ottobre 2016. Albania BEG Ambient Shpk non ha rilasciato la garanzia e pertanto i sequestri conservativi su beni di Enel SpA e Enelpower SpA nei Paesi Bassi sono stati revocati e non risultano più in essere dal 21 ottobre 2016.

Albania BEG Ambient Shpk ha altresì iniziato procedimenti in Irlanda e in Lussemburgo per far riconoscere in questi due Paesi la pronuncia del Tribunale di Tirana. In Irlanda, il tribunale, con sentenza dell'8 marzo 2016, ha accolto le difese di Enel ed Enelpower dichiarando la carenza di giurisdizione nel Paese. Si è in attesa dell'approvazione della sentenza da

parte della Corte. In Lussemburgo il procedimento è ancora in fase di svolgimento. Nessun provvedimento giudiziario è stato assunto.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

Con riferimento ai giudizi per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001, per un infortunio occorso al dipendente di una ditta appaltatrice verificatosi nella centrale Enel Federico II di Brindisi nel 2009, è stata contestata a Enel Produzione la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di lesioni colpose. Il processo si è concluso favorevolmente in primo grado in data 8 marzo 2016 con assoluzione sia degli imputati Enel persone fisiche sia della Società per il reato ex decreto legislativo n. 231/01. La sentenza è passata in giudicato nel mese di settembre 2016.

Contenzioso Basilus (già Meridional) - Brasile

Con riferimento alle azioni legali intraprese da Basilus nei confronti di Ampla, quest'ultima ha ottenuto decisioni favorevoli in primo e secondo grado di giudizio. Nonostante la decisione di secondo grado fosse passata in giudicato, Basilus ha presentato dei particolari ricorsi (*Embargos de Declaração*), l'ultimo dei quali non è stato ricevuto. Successivamente, Basilus ha presentato un altro ricorso (*Mandado de Segurança*) per ottenere l'annullamento della sentenza sfavorevole all'*Embargo de Declaração*. Il Tribunal Superior de Justiça di Brasilia (terzo grado di giudizio) ha deciso che il Tribunal de Justiça debba analizzare in secondo grado l'ultimo degli *Embargo de Declaração*. È possibile presentare ricorso avverso tale decisione. Il valore del giudizio ammonta a 1.344 milioni di real brasiliani (circa 311 milioni di euro).

Contenzioso CIEN - Brasile

Le difese di CIEN sono analoghe a quelle utilizzate nel precedente caso. Le domande di Furnas sono state respinte dalla Corte di primo grado con decisione dell'agosto 2014. Furnas ha presentato appello avverso tale ultima decisione, mentre CIEN ha presentato il suo contro appello e il procedimento è in corso.

Contenzioso Coperva - Brasile

Coelce ha ottenuto decisioni favorevoli in primo grado e in appello ma Coperva ha presentato un'ulteriore ricorso (*Embargo de Aclaración*) che è stato rigettato con sentenza dell'11 gennaio 2016. Coperva ha presentato un ricorso straordinario davanti al Tribunal Superior de Justiça in data 3 febbraio 2016 e il procedimento è attualmente in corso.

El Quimbo - Colombia

Con decisione del Tribunale Amministrativo del Huila dell'11 aprile 2016 è stata confermata la revoca temporanea della misura cautelare per la durata di sei mesi fino al 16 ottobre 2016. Emgesa ha presentato un progetto volto a garantire certi livelli di ossigeno e sta attualmente analizzando i commenti fatti da parte del giudice. Il tribunale ha convocato le parti a un'udienza fissata al 31 ottobre 2016 chiedendo ad ANLA e CAM di depositare un report sulla qualità dell'acqua.

Arbitrati SAPE (già Electrica) - Romania

In data 5 luglio 2013 Electrica ha notificato a Enel, Enel Investment Holding, Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia (limitatamente ad alcune pretese) una domanda arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di danni per asserite violazioni di specifiche clausole del Privatization Agreement. Viene, in particolare, richiesto il pagamento di penali per circa 800 milioni di euro, oltre interessi e ulteriori danni da quantificare. In data 18 luglio 2016 è stato notificato il lodo con il quale il Tribunale Arbitrale all'unanimità ha rigettato integralmente le pretese di SAPE dichiarando le richieste inammissibili o infondate e ha condannato quest'ultima al pagamento delle spese del procedimento arbitrale.

Inoltre, in data 29 settembre 2014 SAPE ha notificato a Enel ed Enel Investment Holding un'ulteriore domanda di arbitrato presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di pagamento di circa 500 milioni di euro (oltre interessi) in relazione all'esercizio da parte di SAPE di un'opzione put prevista nel Privatization Agreement e relativa a una quota pari al 13,57% delle azioni detenute da SAPE nelle società Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia. Il procedimento è in corso di svolgimento e l'udienza si è tenuta a luglio 2016.

In data 20 aprile 2016 SAPE ha presentato un'ulteriore domanda di arbitrato dinanzi alla Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti di Enel SpA ed Enel Investment Holding BV in relazione alla mancata distribuzione dei dividendi più gli interessi. Successivamente, a settembre 2016, SAPE ha modificato la propria domanda di arbitrato convenendo in giudizio anche Enel Energie Muntenia e Enel Distributie Muntenia e riquilibrando il valore complessivo della controversia in 64.074.767 dollari statunitensi. Il procedimento è nella fase preliminare.

Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia

In data 9 marzo 2015 è stato letto in udienza il dispositivo della decisione del tribunale di appello che, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado, ha dichiarato la nullità dello stesso contratto nell'ambito dell'azione promossa dal Public Procurement Office (PPO).

Slovenské elektrárne ("SE") ha presentato ricorso straordinario avverso la decisione stessa davanti alla Corte Suprema. In udienza, in data 29 giugno 2016, è stata letta la decisione sul ricorso straordinario e la Corte Suprema ha rigettato tale richiesta. SE ha presentato ricorso dinanzi la Corte Costituzionale.

Inoltre, SE ha presentato una domanda di arbitrato nei confronti della Repubblica slovacca – Ministro dell'Economia – e del National Property Fund 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. Il Tribunale Arbitrale ha rigettato l'eccezione di giurisdizione sollevata dai convenuti. Il procedimento arbitrale è in corso di svolgimento.

Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") ha avviato un ulteriore procedimento nei confronti di SE 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 respinge tale richiesta e ha chiesto l'interruzione di detti procedimenti in attesa della decisione del procedimento del PPO. I procedimenti relativi al periodo 2006-2010 sono stati sospesi mentre la decisione sulla sospensione per quelli del periodo 2011, 2012 e 2015 è stata appellata da VV. In relazione all'anno 2013, SE ha presentato un ricorso straordinario avverso il rigetto dell'interruzione dello stesso procedimento, mentre, in relazione al 2014, la Corte ha fissato un'udienza a febbraio 2017 e il procedimento è in corso di svolgimento.

CIS e Interporto Campano

Con lodo depositato il 31 gennaio 2015, il primo dei due arbitrati in corso con la stessa controparte ha individuato la responsabilità dell'appaltatore e un concorso di colpa del CIS e di Enel Green Power ("EGP") con condanna di EGP al pagamento dell'importo di circa 2,5 milioni, pari alla metà dei danni ammessi al risarcimento. Le parti hanno promosso appello avverso il predetto lodo e, all'udienza del 20 aprile 2016, il Collegio ha trasmesso gli atti al Presidente della Sezione per la riunione dei diversi procedimenti pendenti. Quest'ultimo, nel mese di maggio 2016, ha disposto la riunione dei predetti procedimenti pendenti. All'udienza del 14 ottobre 2016 la Corte d'Appello di Napoli ha rinviato per la precisazione delle conclusioni all'udienza del 10 novembre 2017.

Procedimento amministrativo e cautelare arbitrato Chucas

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

In base al contratto BOT sottoscritto, l'impianto sarebbe dovuto entrare in operazione il 26 settembre 2014. Per diverse ragioni – tra queste, inondazioni, frane, slittamento dei versanti della montagna – il progetto ha subito un incremento dei costi e ritardi nella realizzazione, con conseguente ritardo nella obbligazione di fornitura di energia. Chucas ha presentato nel 2012 e nel 2013 istanze amministrative all'ICE per il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti e di una proroga per l'inizio dell'entrata in esercizio dell'impianto. L'ICE ha rigettato tale istanza nel corso del 2015 e ha anche notificato due multe per circa 9 milioni di dollari statunitensi relative ai ritardi nella messa in esercizio dell'impianto. A seguito della richiesta cautelare di Chucas, il pagamento delle multe è stato sospeso.

Inoltre, essendo stata respinta dall'ICE l'istanza amministrativa, in conformità a quanto previsto nel contratto BOT, in data 27 maggio 2015, Chucas ha avviato un procedimento arbitrale di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) al fine di ottenere il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti per la costruzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto e l'annullamento della multa comminata dall'ICE. In data 29 settembre 2015 si è costituito il Collegio Arbitrale. Il procedimento è in corso di svolgimento e si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Inoltre, in data 3 ottobre 2015, in considerazione di una serie di violazioni di obblighi contrattuali (tra cui il mancato rispetto del termine per la conclusione dei lavori) da parte del Consorzio FCC Construcción America SA e FCC Construcción SA (FCC) – incaricato della realizzazione di alcuni dei lavori dell'impianto idroelettrico – Chucas ha notificato la risoluzione del contratto per inadempimento procedendo anche all'escussione delle garanzie rilasciate in suo favore. Tuttavia, le garanzie non sono state incassate in attesa della risoluzione del procedimento arbitrale istaurato da FCC, in data 27 ottobre 2015, presso la Camera Arbitrale di Commercio di Parigi. Nel proprio Statement of Claim, depositato in data 8 giugno 2016, FCC ha richiesto il pagamento di circa 36 milioni di dollari statunitensi e un'estensione del termine per completare i lavori di circa 200 giorni. Chucas si è costituita nel procedimento con apposita domanda riconvenzionale. Chucas ha depositato il proprio statement of defence in data 7 ottobre 2016 e ha quantificato la propria pretesa risarcitoria in almeno 38 milioni di dollari statunitensi.

Contenzioso fiscale - Termini versamento ICMS - Ampla - Brasile

In data 25 ottobre 2015, Ampla ha depositato la sentenza emessa della Suprema Corte di Brasilia (pubblicata in data 2 ottobre 2015) che ha ritenuto incostituzionale l'anticipo dei termini di versamento dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*). Conseguentemente, nel 2016 l'Amministrazione Finanziaria Brasiliana ha annullato l'azione legale risolvendo, quindi, il giudizio in favore di Ampla.

Contenzioso fiscale - Whitholding Tax - Endesa Brasil - Brasile

A luglio 2016 si è conclusa a favore dell'Amministrazione Finanziaria la prima istanza. Conseguentemente, Endesa Brasil ha presentato appello in secondo grado amministrativo. Il valore complessivo della causa al 30 settembre 2016 è di circa 69 milioni di euro.

11. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Accordo per l'acquisizione di Metroweb

In data 10 ottobre 2016, sono stati sottoscritti gli accordi vincolanti relativi all'operazione volta all'integrazione tra Enel OpEn Fiber ("EOF") e il gruppo facente capo a Metroweb Italia ("Metroweb").

Tale operazione prevede nell'ordine:

- > un apporto di capitale a favore di EOF da parte di Enel e CDP Equity SpA ("CDPE"), affinché EOF disponga delle risorse necessarie per l'acquisto della totalità del capitale di Metroweb. A esito di tale apporto di capitale, Enel e CDPE verranno a detenere una partecipazione paritetica nel capitale di EOF;
- > l'acquisto da parte di EOF della totalità del capitale di Metroweb, detenuto da F2i SGR SpA ("F2i") e da FSI Investimenti SpA, per un corrispettivo di circa 714 milioni di euro;
- > la fusione per incorporazione di Metroweb e delle società da essa interamente controllate nella società del gruppo denominata Metroweb SpA;
- > la successiva fusione per incorporazione di Metroweb SpA in EOF.

Rimane inoltre ferma la previsione in base alla quale Enel e CDPE riconoscono a F2i l'opzione di reinvestire nella società emergente dalla fusione, mediante l'acquisizione dalle medesime Enel e CDPE di una partecipazione fino al 30% del capitale della società. Il prezzo di esercizio di tale opzione sarà basato sul valore dell'acquisizione di Metroweb da parte di EOF.

Viene ribadito che EOF, così come costruita mediante tale operazione, sarà controllata congiuntamente da Enel e CDPE (anche in caso di reinvestimento di F2i) e sarà pertanto consolidata da Enel secondo il metodo del patrimonio netto.

L'attuazione dell'operazione permetterà a EOF di:

- > accelerare lo sviluppo del progetto di realizzazione della rete in fibra ottica;
- > ampliare il perimetro di cablaggio, sviluppando un'offerta commerciale che includa le più importanti città italiane e, quindi, che risulti di interesse per tutti gli operatori alternativi che apprezzano un progetto su scala nazionale (si ricorda che il gruppo Metroweb ha cablato la città di Milano e sta cablando le città di Bologna e Torino);
- > sfruttare determinate competenze industriali e il know-how sviluppati dal gruppo Metroweb;
- > migliorare il profilo finanziario del progetto e, quindi, le sue opportunità di finanziamento.

È previsto che l'acquisizione di Metroweb venga completata entro la fine del mese di dicembre 2016, subordinatamente al rilascio delle autorizzazioni necessarie da parte delle autorità competenti.

Nuovi accordi di digitalizzazione tra Enel OpEn Fiber e Comuni italiani

In data 12 ottobre 2016 il Comune di Padova ed Enel OpEn Fiber ("EOF"), la società di Enel per lo sviluppo di una infrastruttura nazionale per la banda ultra larga, hanno firmato la prima convenzione che permette la posa di fibra ottica sull'intero territorio comunale. Il piano di Enel OpEn Fiber per Padova prevede una copertura del 50% delle unità immobiliari entro giugno 2017 e dell'80% entro maggio 2018, per un totale di circa 116.000 unità immobiliari cablate, circa 560 km di rete interrata e circa 210 km di rete aerea. L'investimento previsto è di circa 30 milioni di euro. Successivamente, il 24 ottobre 2016, è stato sottoscritto un analogo accordo con il Comune di Cagliari, per il quale il piano prevede una copertura del 50% delle unità immobiliari entro luglio 2017 e dell'80% entro marzo 2018, per un totale di circa 66.000 unità immobiliari cablate, circa 440 km di rete interrata e circa 60 km di rete aerea. L'investimento previsto è di circa 20 milioni di euro.

La fibra, in grado di supportare velocità di trasmissione a 1 Gbps sia in download sia in upload, verrà portata fino a casa dei clienti in modalità Fiber to the Home (FTTH). Le attività di posa della fibra conterranno sul sostegno dei due Comuni per la realizzazione celere dei lavori.

Enel ammessa nell'A-list dell'indice Carbon Disclosure Project

In data 25 ottobre 2016 Enel è stata ammessa nell'esclusivo A-list del Carbon Disclosure Project (CDP), l'indice più utilizzato dalla finanza sostenibile per orientare gli investitori verso le aziende con maggiore consapevolezza sui temi del cambiamento climatico. #

L'A-list dell'indice CDP comprende quelle aziende che, tra circa 2000 partecipanti a livello mondiale, si distinguono per l'efficacia della propria strategia nel cogliere le opportunità e gestire i rischi dei cambiamenti climatici. Il punteggio alla base dell'ammissione nell'indice tiene inoltre conto della completezza e della trasparenza delle informazioni fornite relative alle emissioni di gas serra. Quest'anno l'ingresso nella A-list ha premiato, in particolare, le aziende come Enel vincolate a obiettivi di riduzione dei gas serra compatibili con i livelli indicati dalla scienza, cosiddetti "science-based". L'ingresso nell'indice CDP rappresenta un'altra importante conferma della strategia di Enel nella lotta ai cambiamenti climatici e verso un'economia a basse emissioni di carbonio, sancita dall'obiettivo del Gruppo di diventare "carbon neutral" entro il 2050.

Si avvia a conclusione la fusione di Endesa Americas e Chilectra Americas in Enersis Americas

In data 31 ottobre 2016, le società controllate Enersis Americas, Endesa Americas e Chilectra Americas hanno annunciato che, essendo scaduto il termine per l'esercizio del diritto di recesso da parte dei rispettivi azionisti che non hanno concorso all'approvazione della fusione per incorporazione di Endesa Americas e Chilectra Americas in Enersis Americas, risultano essersi avverate le condizioni sospensive cui l'indicata fusione risultava subordinata. In particolare:

- > gli azionisti di Enersis Americas a ciò legittimati hanno esercitato il diritto di recesso entro il limite massimo del 10% del capitale di tale società post-fusione. Inoltre, a seguito dei recessi, nessun azionista risulta in concreto possedere una partecipazione superiore al limite di legge, fissato in misura pari al 65% del capitale di Enersis Americas;
- > gli azionisti di Endesa Americas a ciò legittimati hanno esercitato il diritto di recesso entro il limite massimo del 10% del capitale di tale società;
- > gli azionisti di Chilectra Americas a ciò legittimati hanno esercitato il diritto di recesso entro il limite massimo dello 0,91% del capitale di tale società.

La fusione avrà effetto dal primo giorno del mese successivo a quello in cui sarà stata redatta, a cura delle società interessate, la scrittura che attesta l'avveramento delle citate condizioni sospensive.

Enersis Americas ha inoltre annunciato che, in conseguenza di quanto sopra, risultano essersi avverate anche le condizioni sospensive dell'offerta pubblica di acquisto ("OPA") lanciata lo scorso 13 settembre dalla medesima Enersis Americas sul flottante di Endesa Americas e il cui periodo di offerta si è anch'esso concluso lo scorso 28 ottobre.

Informazioni di maggior dettaglio in merito agli esiti di tale OPA saranno fornite al mercato da parte di Enersis Americas nei prossimi giorni in conformità alla normativa dei Paesi (i.e., Cile e Stati Uniti d'America) in cui l'offerta in questione si è svolta.

Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 *bis*, comma 2 del decreto legislativo n. 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 2016 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

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