

Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2018



Indice

La nostra missione.....	4
Modello organizzativo di Enel	5
Premessa.....	6
Sintesi dei risultati	9
Risultati per area di attività.....	23
> Italia	27
> Iberia.....	34
> Sud America	40
> Europa e Nord Africa	47
> Nord e Centro America	51
> Africa, Asia e Oceania	55
> Altro, elisioni e rettifiche	58
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo	60
Analisi della struttura finanziaria del Gruppo.....	61
Fatti di rilievo del terzo trimestre 2018	65
Scenario di riferimento	71
Prevedibile evoluzione della gestione	79
Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2018	80
Conto economico consolidato sintetico	81
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo.....	82
Situazione patrimoniale consolidata sintetica	83
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	84
Rendiconto finanziario consolidato sintetico	85
Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2018.....	86
Altre informazioni.....	115
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 58/1998	126

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

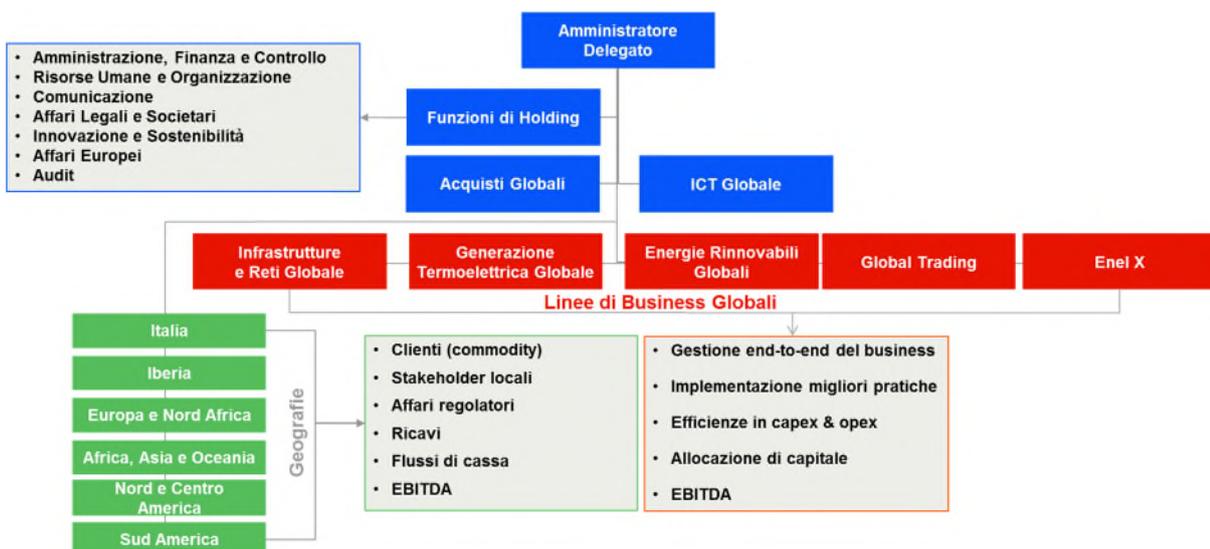
In data 28 aprile 2017 il Gruppo Enel si è dotato di una nuova struttura organizzativa, introducendo una nuova Global Business Line, denominata "Enel X" al fine di favorire l'attenzione al cliente e la digitalizzazione quali acceleratori di valore all'interno del Piano Strategico 2017-2019.

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

- > **Divisioni** (Generazione Termoelettrica Globale e Trading, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Enel X), cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo; alle Divisioni è affidato inoltre il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo potrà beneficiare di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie linee di business. Ogni singolo progetto sarà valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo;
- > **Regioni e Country** (Italia, Iberia, Sud America, Europa e Nord Africa, Nord e Centro America, Africa, Asia e Oceania), 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:

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



Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2018 è stato redatto nel rispetto delle disposizioni dall'art. 154 *ter*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, con la precisazione riportata nel paragrafo successivo, 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. Con decorrenza 1° gennaio 2018 sono stati introdotti due nuovi principi contabili, l'IFRS 9 e l'IFRS 15 che sebbene siano stati applicati retrospettivamente hanno comportato, per le semplificazioni previste dagli stessi principi in sede di loro prima applicazione, la sola rideterminazione dei saldi di apertura di talune voci patrimoniali. Per una trattazione più completa dei principi contabili e i criteri di valutazione applicati, oltreché agli effetti che hanno prodotto sui saldi contabili iniziali di talune voci patrimoniali si rinvia alle successive note 1 e 2 nelle Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato.

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, Enel continua 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.

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 dai prospetti previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato semestrale abbreviato, 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), a eccezione di quelle realizzate nel settore di sviluppo delle energie rinnovabili secondo il modello di business, avviato nel quarto trimestre 2016, di “Build, Sell and Operate”, nel quale i proventi derivanti dalla cessione dei progetti rappresentano il risultato di un’attività di natura ordinaria per il Gruppo.

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 sulle 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 fino alla scadenza”, dei “Cash collateral” e 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”;
- > 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”;

- > al netto dei "Titoli detenuti sino a scadenza (Held to Maturity)", dei "Titoli disponibili per la vendita" 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".

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	
2018	2017		2018	2017
19.219	17.873	Ricavi e altri proventi	55.246	54.188
4.277	3.772	Margine operativo lordo	12.134	11.450
2.563	2.363	Risultato operativo	7.438	7.217
1.311	1.170	Risultato netto del Gruppo e di terzi	4.034	3.663
996	774	Risultato netto del Gruppo	3.016	2.621
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,30	0,26
		Capitale investito netto	91.223	89.571 ⁽¹⁾
		Indebitamento finanziario netto	43.122	37.410 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	48.101	52.161 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,12	3,42 ⁽¹⁾
		Cash flow da attività operativa	7.120	7.161
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	5.159 ⁽²⁾	5.520

(1) Dati al 31 dicembre 2017.

(2) Il dato dei primi nove mesi del 2018 non include 378 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (27 milioni di euro al 30 settembre 2017).

I **ricavi e altri proventi** dei primi nove mesi del 2018 sono pari a 55.246 milioni di euro con un incremento di 1.058 milioni di euro (+2,0%) rispetto ai primi nove mesi del 2017. L'incremento è sostanzialmente da ascrivere alle variazioni di perimetro in particolare per l'ingresso nel mese di giugno 2018 di Eletropaulo (+1.270 milioni di euro) e nel mese di agosto 2017 di EnerNOC (195 milioni di euro) cui si aggiungono i maggiori ricavi:

- > per maggiori ricavi delle rinnovabili (966 milioni di euro) in particolare in Brasile, Cile, Italia, Spagna, Messico e Stati Uniti per l'incremento dei volumi a seguito della maggiore capacità installata e delle più favorevoli condizioni climatiche e per la rilevazione della plusvalenza e della rimisurazione al fair value dell'interessenza residuale del 20% derivanti dalle cessioni delle società di generazione rinnovabile relative al "Progetto Kino" rispettivamente pari a 152 milioni di euro e 40 milioni di euro;
- > per i maggiori proventi di E-Distribuzione per l'indennizzo di 128 milioni di euro, relativo all'accordo raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la cessione di Enel Rete Gas e per l'iscrizione, a settembre 2018, dei proventi (146 milioni di euro) riferiti al reintegro effettuato da parte CSEA, ai sensi della delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) n. 50/2018;
- > nella distribuzione in Spagna (64 milioni di euro) principalmente per effetto dell'applicazione delle nuove tariffe a seguito della proposta di ordine ministeriale in via di definizione del Ministero per l'Energia, il Turismo e l'Agenda Digitale.

Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi delle società di trading (1.425 milioni di euro) prevalentemente a seguito della maggiore volatilità dei prezzi di mercato delle commodity e dalla plusvalenza rilevata in Cile nel medesimo periodo dell'anno precedente per la cessione di Electrogas (144 milioni di euro).

Si evidenzia che gli impatti sopra in commento includono un effetto negativo dei cambi pari a 1.680 milioni di euro che è stato rilevato in particolare in Sud America (soprattutto per gli effetti dell'iperinflazione sul corso del peso argentino e per il deprezzamento del real brasiliano) e in Russia.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	27.582	27.799	(217)	-0,8%
Iberia	14.875	14.701	174	1,2%
Sud America	10.432	9.830	602	6,1%
Europa e Nord Africa	1.704	1.750	(46)	-2,6%
Nord e Centro America	956	608	348	57,2%
Africa, Asia e Oceania	73	72	1	1,4%
Altro, elisioni e rettifiche	(376)	(572)	196	34,3%
Totale	55.246	54.188	1.058	2,0%

Il **marginale operativo lordo**, pari a 12.134 milioni di euro, evidenzia un incremento di 684 milioni di euro (+6,0%) rispetto ai primi nove mesi del 2017 pur in presenza di un effetto negativo derivante dalla variazione dei tassi di cambio per 425 milioni di euro in particolare in Argentina e Brasile.

L'incremento è prevalentemente ascrivibile:

- > ai migliori margini nelle rinnovabili (626 milioni di euro), in particolare in Brasile, Messico, Italia e Spagna dovuti ai maggiori volumi di vendita a seguito della maggiore capacità installata e delle più favorevoli condizioni climatiche oltre che per i risultati conseguiti da Volta Grande (impianto in concessione del Gruppo da dicembre 2017). Tale incremento include anche i proventi realizzati per la cessione delle società relative al "Progetto Kino" (192 milioni di euro);
- > all'incremento dei margini in Brasile e negli Stati Uniti per effetto delle acquisizioni di Eletropaulo e di EnerNOC, oggi Enel X North America, come descritto nei ricavi (complessivamente 130 milioni di euro);
- > al miglioramento dei margini nella società di distribuzione in Italia e in Spagna già citati nei ricavi (304 milioni di euro);
- > all'incremento dei margini conseguiti nei mercati finali in Spagna, Italia e Romania (343 milioni di euro), rispettivamente per effetto della riduzione dei costi operativi e per maggiori volumi di vendita del gas. Inoltre, si rileva in entrambi i Paesi il decremento dei costi per l'acquisizione dei clienti ("contract cost") a seguito della capitalizzazione di tali costi dovuta all'applicazione, a decorrere dal 1° gennaio 2018, del principio IFRS 15.

Tali incrementi sono in parte compensati da:

- > minori margini di generazione e trading in Italia e Spagna per 390 milioni di euro in particolare per la contrazione della generazione convenzionale;
- > minori margini in Cile, in particolare per la plusvalenza realizzata nel 2017 per la cessione di Electrogas (144 milioni di euro);
- > riduzione dei margini di Fortaleza (86 milioni di euro) per i maggiori costi di approvvigionamento a seguito delle interruzioni delle forniture di Petrobras.

Si segnala, inoltre, che l'Argentina, Paese con economia iperinflazionata, registra un impatto negativo sull'EBITDA per iperinflazione pari a 89 milioni di euro, a seguito dell'applicazione dello "IAS 29 - Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate".

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	5.550	5.238	312	6,0%
Iberia	2.719	2.543	176	6,9%
Sud America	3.016	3.117	(101)	-3,2%
Europa e Nord Africa	380	409	(29)	-7,1%
Nord e Centro America	479	326	153	46,9%
Africa, Asia e Oceania	40	47	(7)	-14,9%
Altro	(50)	(230)	180	-78,3%
Totale	12.134	11.450	684	6,0%

Il **marginale operativo lordo ordinario** ammonta a 12.006 milioni di euro, con un incremento di 700 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2017 (+6,2%). Le partite straordinarie dei primi nove mesi del 2018, non contenute nel margine operativo lordo ordinario, riguardano:

- > nei primi nove mesi del 2018, il provento derivante dall'indennizzo relativo alla cessione di Enel Rete Gas (128 milioni di euro);
- > nei primi nove mesi del 2017, la plusvalenza relativa alla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas per 144 milioni di euro.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	5.422	5.238	184	3,5%
Iberia	2.719	2.543	176	6,9%
Sud America	3.016	2.973	43	1,4%
Europa e Nord Africa	380	409	(29)	-7,1%
Nord e Centro America	479	326	153	46,9%
Africa, Asia e Oceania	40	47	(7)	-14,9%
Altro	(50)	(230)	180	-78,3%
Totale	12.006	11.306	700	6,2%

Il **risultato operativo** ammonta a 7.438 milioni di euro, con un incremento di 221 milioni di euro (3,1%) rispetto all'analogo periodo del 2017, tenuto conto di maggiori ammortamenti dei "contract cost" per 119 milioni di euro a seguito dell'adozione dell'IFRS 15, di maggiori ammortamenti di immobilizzazioni materiali per l'entrata in funzione di nuovi impianti oltreché di maggiori svalutazioni crediti, in particolare in Italia.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	3.558	3.555	3	0,1%
Iberia	1.418	1.316	102	7,8%
Sud America	2.018	2.138	(120)	-5,6%
Europa e Nord Africa	221	253	(32)	-12,6%
Nord e Centro America	285	181	104	57,5%
Africa, Asia e Oceania	6	15	(9)	-60,0%
Altro	(68)	(241)	173	-71,8%
Totale	7.438	7.217	221	3,1%

Il **risultato operativo ordinario**, non include le partite escluse dal margine operativo lordo ordinario già commentate, ammonta a 7.310 milioni di euro, con un incremento di 237 milioni di euro (+3,4%) rispetto all'analogo periodo del 2017.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	3.430	3.555	(125)	-3,5%
Iberia	1.418	1.316	102	7,8%
Sud America	2.018	1.994	24	1,2%
Europa e Nord Africa	221	253	(32)	-12,6%
Nord e Centro America	285	181	104	57,5%
Africa, Asia e Oceania	6	15	(9)	-60,0%
Altro	(68)	(241)	173	-71,8%
Totale	7.310	7.073	237	3,4%

Il **risultato netto del Gruppo** dei primi nove mesi del 2018 ammonta a 3.016 milioni di euro rispetto ai 2.621 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (+15,1%). Tale incremento, oltre che al buon andamento degli indicatori sopra commentati, è principalmente riconducibile a:

- > minori interessi passivi netti dovuti all'efficiente gestione finanziaria di Gruppo a seguito delle rinegoziazioni dei prestiti obbligazionari (53 milioni di euro) e minori oneri finanziari dovuti alla "make whole call option" di 107 milioni di euro rilevata nei primi nove mesi 2017 per il rimborso anticipato di alcuni prestiti obbligazionari e a maggiori oneri finanziari diversi, rilevati nel 2017, connessi all'acquisizione di Enel Distribuição Goiás per 53 milioni di euro;
- > maggiori proventi finanziari netti (100 milioni di euro) derivanti dall'applicazione dello IAS 29 per le società argentine, che sostanzialmente neutralizza l'impatto negativo commentato nel margine operativo lordo.

Tali effetti sono parzialmente compensati dai minori risultati conseguiti dalle joint venture negli Stati Uniti e in Italia.

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** dei primi nove mesi del 2018 ammonta a 2.888 milioni di euro (2.583 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017), in aumento di 305 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017. 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			
	2018	2017	Variazioni	
Risultato netto del Gruppo	3.016	2.621	395	15,1%
Cessione della partecipazione di E-Distribuzione in Enel Rete Gas	(128)	-	(128)	-
Plusvalenza per cessione Electrogas	-	(38)	38	-
Risultato netto del Gruppo ordinario ⁽¹⁾	2.888	2.583	305	11,8%

(1) Tenuto conto dell'effetto fiscale e delle interessenze di terzi.

Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita (principalmente riferite ad alcuni progetti eolici messicani per i quali si sono verificati i requisiti per la classificazione secondo l'IFRS 5) pari a 81 milioni di euro, ammonta a 91.223 milioni di euro al 30 settembre 2018 (89.571 milioni di euro al 31 dicembre 2017) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 48.101 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 43.122 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 settembre 2018, presenta un'incidenza sul patrimonio netto del 0,90 (0,72 al 31 dicembre 2017). L'incremento percentuale della leva finanziaria è ascrivibile in particolare alla riduzione del patrimonio netto consolidato di Gruppo per effetto dell'applicazione retrospettica dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 (3.688 milioni di euro) e alle operazioni straordinarie del periodo che hanno comportato un maggior indebitamento finanziario netto così come commentato sotto.

L'**indebitamento finanziario netto**, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita pari a 8 milioni di euro, si attesta a 43.122 milioni di euro al 30 settembre 2018, in incremento di 5.712 milioni di euro rispetto ai 37.410 milioni di euro del 31 dicembre 2017, in particolare a seguito dell'acquisizione di Eletropaulo (2.228 milioni di euro), nonché dell'OPA per l'acquisto di non-controlling interest in Enel Generación Chile nell'ambito dell'operazione "Elqui" (1.406 milioni di euro).

Gli **investimenti** ammontano a 5.159 milioni di euro nei primi nove mesi del 2018, con un decremento di 361 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017, che è legato essenzialmente ai minori investimenti in impianti eolici e solari in Brasile, Perù e Nord America a seguito del completamento degli impianti in costruzione già nel 2017. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori investimenti sulle reti di distribuzione in Italia e Spagna per attività legate alla qualità del servizio e alle sostituzioni dei contatori elettronici.

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	1.602 ⁽¹⁾	1.124	478	42,5%
Iberia	835	582	253	43,5%
Sud America	1.380	2.094	(714)	-34,1%
Europa e Nord Africa	216	208 ⁽³⁾	8	3,8%
Nord e Centro America	968 ⁽²⁾	1.479	(511)	-34,6%
Africa, Asia e Oceania	97	25	72	-
Altro, elisioni e rettifiche	61	8	53	-
Totale	5.159	5.520	(361)	-6,5%

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

(2) Il dato non include 375 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 27 milioni di euro riferiti a 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
2018			2017			2018			2017		
13,9	52,8	66,7	12,5	50,8	63,3	40,5	147,3	187,8	39,9	144,6	184,5
57,8	67,3	125,1	59,4	56,5	115,9	169,9	179,3	349,2	171,3	163,7	335,0
27,1	52,3	79,4	27,8	46,7	74,5	78,7	141,0	219,7	77,2	135,9	213,1
0,5	1,3	1,8	0,5	1,2	1,7	3,4	4,6	8,0	3,4	4,5	7,9
Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽²⁾						30.670	39.239	69.909	31.114	31.786	62.900

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Al 31 dicembre 2017.

L'**energia netta prodotta da Enel** nei primi nove mesi del 2018 registra un incremento di 3,3 TWh rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2017 (+1,8%). In particolare, i maggiori volumi prodotti all'estero (+2,7 TWh) si riferiscono principalmente alla maggiore produzione da fonte rinnovabile:

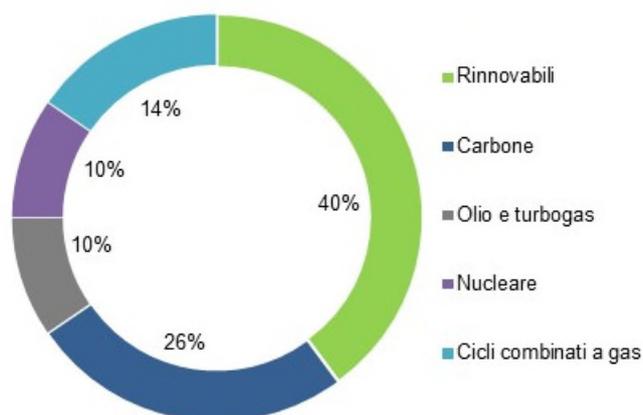
- > +5,3 TWh relativi all'incremento della produzione idroelettrica in Spagna e Sud America;
- > +3,8 TWh connessi alla maggiore produzione eolica in Spagna e Nord e Centro America.

Tali fenomeni risultano parzialmente compensati dai minori volumi prodotti da fonte convenzionale, in particolare dalla minore produzione a gas.

In Italia la maggiore produzione da fonte idroelettrica (+3,0 TWh) è stata solo parzialmente compensata dalla minore produzione a carbone.

Infine, si segnala che il 39,7% dell'energia netta prodotta da Enel nei primi nove mesi del 2018 è da fonte rinnovabile (32,4% nei primi nove mesi del 2017).

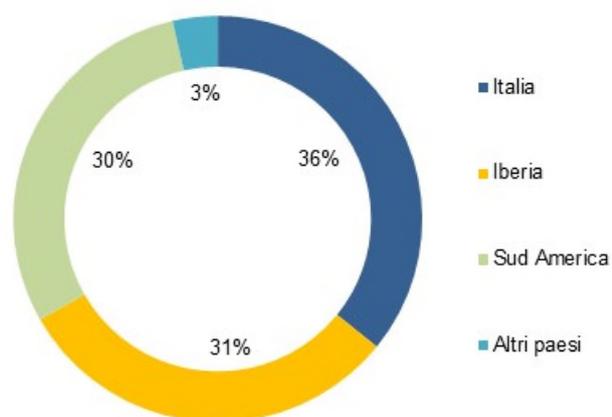
Energia elettrica netta prodotta per fonte (primi nove mesi del 2018)



L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** nei primi nove mesi del 2018 è pari a 349,2 TWh, in aumento di 14,2 TWh (+4,2%), prevalentemente per effetto dell'acquisizione di Eletropaulo.

L'**energia venduta da Enel** nei primi nove mesi del 2018 è pari a 219,7 TWh e registra rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente un incremento di 6,6 TWh (+3,1%) concentrato in Italia (+1,5 TWh) e in Sud America (+9,4 TWh). Tali volumi sono stati parzialmente compensati dalle minori quantità vendute in Spagna.

Energia elettrica venduta per area geografica (primi nove mesi del 2018)



Il **gas venduto** nei primi nove mesi del 2018 è pari a 8,0 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,1 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 settembre 2018 è pari a 69.909 dipendenti, di cui circa il 56,1% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione, pari a 7.009 unità, risente solo in parte del saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (-697 unità) e in maggior parte dalle variazioni di perimetro (+7.706 unità) dovute prevalentemente all'acquisizione a giugno di Eletropaulo in Brasile, a luglio del ramo d'azienda YouSave in Italia e ad agosto delle società Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta ed Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución in Spagna. Di seguito il dettaglio:

N.	al 30.09.2018	al 31.12.2017
Italia	28.500	28.684
Iberia	9.757	9.711
Sud America	21.152	13.903
Europa e Nord Africa	5.652	5.733
Nord e Centro America	2.247	2.050
Africa, Asia e Oceania	233	198
Altro	2.368	2.621
Totale	69.909	62.900

Risultati economici del Gruppo

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2018	2017	Variazioni		2018	2017	Variazioni		
19.219	17.873	1.346	7,5%	Ricavi e altri proventi	55.246	54.188	1.058	2,0%
15.017	14.206	811	5,7%	Costi	43.314	43.121	193	0,4%
75	105	(30)	-28,6%	Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	202	383	(181)	-47,3%
4.277	3.772	505	13,4%	Margine operativo lordo	12.134	11.450	684	6,0%
1.714	1.409	305	21,6%	Ammortamenti e impairment	4.696	4.233	463	10,9%
2.563	2.363	200	8,5%	Risultato operativo	7.438	7.217	221	3,1%
1.052	1.186	(134)	-	Proventi finanziari	3.024	2.877	147	5,1%
1.619	1.951	(332)	-17,0%	Oneri finanziari	4.796	5.040	(244)	-4,8%
(567)	(765)	198	25,9%	Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(1.772)	(2.163)	391	18,1%
8	33	(25)	-75,8%	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	54	114	(60)	-52,6%
2.004	1.631	373	22,9%	Risultato prima delle imposte	5.720	5.168	552	10,7%
693	461	232	50,3%	Imposte	1.686	1.505	181	12,0%
1.311	1.170	141	12,1%	Risultato delle continuing operations	4.034	3.663	371	10,1%
-	-	-	-	Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
1.311	1.170	141	12,1%	Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	4.034	3.663	371	10,1%
996	774	222	28,7%	Quota di interessenza del Gruppo	3.016	2.621	395	15,1%
315	396	(81)	-20,5%	Quota di interessenza di terzi	1.018	1.042	(24)	-2,3%

Ricavi e altri proventi

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi				
2018	2017	Variazioni		2018	2017	Variazioni		
11.439	10.895	544	5,0%	Vendita energia elettrica	31.800	32.333	(533)	-1,6%
2.703	2.490	213	8,6%	Trasporto energia elettrica	7.713	7.373	340	4,6%
222	275	(53)	-19,3%	Corrispettivi da gestori di rete	720	607	113	18,6%
451	351	100	28,5%	Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.268	1.254	14	1,1%
723	552	171	31,0%	Vendita gas	3.123	2.832	291	10,3%
68	70	(2)	-2,9%	Trasporto gas	424	391	33	8,4%
3.613	3.240	373	11,5%	Altri ricavi e proventi	10.198	9.398	800	8,5%
19.219	17.873	1.346	7,5%	Totale ricavi e altri proventi	55.246	54.188	1.058	2,0%

Nei primi nove mesi del 2018 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 31.800 milioni di euro (11.439 nel terzo trimestre 2018), con un decremento di 533 milioni di euro (incremento di 544 nel terzo trimestre 2018) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-1,6% nei primi nove mesi e +5,0% nel terzo trimestre 2018). Tale decremento è sostanzialmente da collegare ai seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da vendita sui mercati finali per 748 milioni di euro (689 milioni di euro nel terzo trimestre 2018) La variazione si riferisce prevalentemente all'incremento dei ricavi in Sud America, in gran parte nel mercato regolato, connesso all'aumento dei volumi, in seguito all'acquisizione di Eletropaulo, e all'incremento dei prezzi, parzialmente compensato dall'impatto negativo dell'andamento del cambio. Inoltre, si è registrato un incremento dei ricavi in Italia

e in Romania in relazione all'incremento delle quantità vendute nel mercato libero, parzialmente compensato da una riduzione dei volumi nel mercato regolato dovuto al passaggio dei clienti al mercato libero. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi nelle società spagnole per effetto della riduzione delle quantità vendute;

- > riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 462 milioni di euro (8 milioni di euro nel terzo trimestre 2018), derivante principalmente dalla riduzione dei ricavi in Italia e in Russia. In Italia tale variazione è connessa alla riduzione dei volumi intermediati mediante contratti bilaterali, parzialmente compensata da un incremento della produzione da fonte rinnovabile che ha comportato un aumento delle quantità vendute sulla Borsa. Il decremento dei ricavi in Russia è riconducibile alla riduzione dei prezzi e delle quantità vendute;
- > decremento dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 819 milioni di euro (149 milioni di euro nel terzo trimestre 2018), conseguente alla riduzione dei volumi intermediati in Italia.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano nei primi nove mesi del 2018 a 7.713 milioni di euro, con un incremento di 340 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017, mentre nel terzo trimestre 2018 sono pari a 2.703 milioni di euro registrando un incremento di 213 milioni di euro. Tale variazione si riferisce prevalentemente all'incremento dei ricavi in Sud America e in Spagna, parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi in Italia derivante da minori ricavi per trasporto sul mercato regolato in linea con la riduzione delle quantità vendute e del numero di clienti serviti.

I ricavi per **corrispettivi da gestori di rete** sono pari nei primi nove mesi del 2018 a 720 milioni di euro rispetto ai 607 milioni rilevati nell'analogo periodo del 2017: l'incremento del periodo, pari a 113 milioni di euro è prevalentemente riferibile ai maggiori corrispettivi per la remunerazione del parco impianti di generazione in Italia rientrante nel perimetro delle "unità essenziali" per il sistema elettrico al fine di assicurarne adeguati standard di gestione in sicurezza.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nei primi nove mesi del 2018 a 1.268 (1.254 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017 e si incrementano di 14 milioni di euro (100 milioni di euro nel terzo trimestre 2018) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare i maggiori contributi sono principalmente dovuti alle maggiori compensazioni del Sistema Elettrico Non peninsulare in Spagna, in gran parte compensati dalla riduzione dei contributi in Italia per la scadenza degli incentivi "feed-in premium" ricevuti dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e riferiti all'energia prodotta da fonte rinnovabile.

I ricavi per **vendita di gas** verso clienti finali nei primi nove mesi del 2018 sono pari a 3.123 milioni di euro con un incremento di 291 milioni di euro (+10,3%), mentre nel terzo trimestre 2018 sono pari a 723 milioni di euro e si incrementano di 171 milioni di euro (+31,0%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. L'incremento dei primi nove mesi dei due esercizi a confronto si riferisce prevalentemente all'aumento dei ricavi in Spagna e in Italia dovuto a un incremento delle quantità vendute, nonché ai maggiori ricavi in Sud America

I ricavi per **trasporto di gas** nei primi nove mesi del 2018 sono pari a 424 milioni di euro (68 milioni di euro nel terzo trimestre 2018) con un incremento di 33 milioni di euro rispetto ai primi nei nove mesi del 2017 (+8,4%) e si riferisce essenzialmente ai maggiori ricavi registrati in Italia.

Gli **altri ricavi e proventi** si attestano nei primi nove mesi del 2018 a 10.198 milioni di euro (9.398 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente), mentre nel terzo trimestre 2018, sono pari a 3.613 milioni di euro (3.240 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) con un incremento di 800 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2017 (+8,5%) e di 373 milioni di euro (+11,5%) rispetto al terzo trimestre 2017.

La variazione dei primi nove mesi è dovuta principalmente a:

- > maggiori ricavi per vendite combustibili da attività di trading per 203 milioni di euro, ascrivibili prevalentemente all'incremento dei volumi intermediati di gas naturale in Italia e in Spagna;
- > un incremento dei ricavi per 218 milioni di euro rilevati da EnerNOC nell'ambito del business dei servizi a valore aggiunto connesso prevalentemente all'attività del Demand-Response. EnerNOC svolge tali attività in qualità di aggregatore di consumatori commerciali e industriali che accettano di bilanciare il proprio consumo in base alle esigenze della rete, rinunciando, in momenti di picco della richiesta, ai propri consumi in cambio di una remunerazione definita contrattualmente;
- > maggiori ricavi per vendita di certificati ambientali per 215 milioni di euro, soprattutto per la vendita di quote CO₂ in Italia e in Spagna;
- > un incremento di ricavi per l'iscrizione del provento di 146 milioni di euro da parte di E-Distribuzione relativo al reintegro, da parte di CSEA, degli oneri di sistema versati e non riscossi ai sensi della delibera ARERA n. 50/2018;
- > maggiori ricavi per l'iscrizione del provento di 128 milioni di euro relativo all'accordo che E-Distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas;
- > un incremento di proventi in relazione alla finalizzazione della vendita della partecipazione di maggioranza nelle società rinnovabili messicane relative al "Progetto Kino" che ha comportato la rilevazione di una plusvalenza per 152 milioni di euro e di proventi per la rimisurazione al fair value per 40 milioni di euro; tale effetto è stato parzialmente compensato dall'effetto negativo della plusvalenza di 144 milioni di euro registrata nei primi nove mesi del 2017 per la cessione di Electrogas;
- > minori contributi per certificati ambientali per 152 milioni di euro.

Costi

3° trimestre		Milioni di euro				Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni		
5.572	5.024	548	10,9%	Acquisto di energia elettrica	14.464	14.764	(300)	-2,0%	
1.445	1.300	145	11,2%	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.639	3.919	(280)	-7,1%	
2.505	2.536	(31)	-1,2%	Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	8.273	7.903	370	4,7%	
382	323	59	18,3%	Materiali	1.241	846	395	46,7%	
1.053	1.069	(16)	-1,5%	Costo del personale	3.327	3.349	(22)	-0,7%	
3.976	3.894	82	2,1%	Servizi e godimento beni di terzi	11.771	11.495	276	2,4%	
702	564	138	24,5%	Altri costi operativi	2.082	2.021	61	3,0%	
(618)	(504)	(114)	-22,6%	Costi capitalizzati	(1.483)	(1.176)	(307)	-26,1%	
15.017	14.206	811	5,7%	Totale costi	43.314	43.121	193	0,4%	

I costi per **acquisto di energia elettrica** registrano un decremento nei primi nove mesi del 2018 di 300 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2017 (in aumento di 548 milioni di euro nel terzo trimestre 2018) corrispondente a un decremento del 2,0% (+10,9% nei due trimestri a confronto). Nei primi nove mesi del 2018, tale andamento riflette l'effetto dei minori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali, per 447 milioni di euro, prevalentemente riferiti alla riduzione dei volumi intermediati da Enel Global Trading; nonché della riduzione di acquisiti spot sui mercati esteri e domestici per 85 milioni di euro. Tali effetti sono parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica, per 232 milioni di euro.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi ai primi nove mesi del 2018 sono pari a 3.639 milioni di euro, registrando un decremento di 280 milioni di euro (-7,1%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nel terzo trimestre 2018 ammontano a 1.445 milioni di euro, rilevando un incremento di 145 milioni di euro (+11,2%) sostanzialmente riconducibile al minor fabbisogno connesso al decremento della produzione di energia da fonte termoelettrica, in particolar modo in Sud America, Russia, Italia e Spagna, anche a seguito di taluni fermo impianti programmati, in particolare, nella prima metà del 2018 per attività di manutenzione ordinaria.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 8.273 milioni di euro nei primi nove mesi del 2018 (2.505 milioni di euro nel terzo trimestre 2018), con un incremento di 370 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2017 e un decremento di 31 milioni di euro rispetto al valore del terzo trimestre 2017. La variazione si riferisce principalmente all'incremento dei volumi intermediati soprattutto nel mercato domestico, per l'aumento degli acquisti di gas e nel mercato spagnolo.

I costi per **materiali** ammontano nei primi nove mesi del 2018 a 1.241 milioni di euro, con un incremento di 395 milioni di euro e a 382 milioni di euro nel terzo trimestre 2018, con un incremento di 59 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Tale variazione si riferisce prevalentemente all'aumento degli acquisti per materiali e apparecchiature in Italia e in Spagna e all'aumento dei costi per l'acquisto di certificati ambientali sostanzialmente dovuto a un incremento dell'attività di trading di quote CO₂ in Italia.

Il **costo del personale** nei primi nove mesi del 2018 è pari a 3.327 milioni di euro, registrando un decremento di 22 milioni di euro (-0,7%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Nel terzo trimestre 2018, il costo è pari a 1.053 milioni di euro, con un decremento di 16 milioni di euro (-1,5%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Nei primi nove mesi del 2018, il decremento del costo del personale risulta come effetto netto dei fenomeni di seguito descritti:

- > una riduzione dei costi a seguito del generale deprezzamento delle valute del Sud America nei confronti dell'euro;
- > ai minori accantonamenti per incentivi all'esodo di Enel Distribuição Goiás per 45 milioni di euro a seguito delle azioni di efficientamento effettuate nel corso del primo semestre 2017;
- > un incremento dei costi connessi alle variazioni di perimetro di consolidamento, prevalentemente riferibile alle acquisizioni di Eletropaulo (76 milioni di euro) e di EnerNOC (47 milioni di euro);
- > all'aumento dei costi per incentivi all'esodo in Spagna per 29 milioni di euro.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2018 è pari a 69.909 dipendenti, di cui 39.239 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2018 si incrementa di 7.009 unità, nonostante l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (697 unità), a seguito delle variazioni di perimetro (+7.706 unità) principalmente dovute all'acquisizione a giugno di Eletropaulo in Brasile, a luglio del ramo d'azienda YouSave in Italia e ad agosto delle società Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta ed Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución in Spagna.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2017 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2017	62.900
Assunzioni	2.645
Cessazioni	(3.342)
Variazioni di perimetro	7.706
Consistenza al 30 settembre 2018	69.909

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nei primi nove mesi del 2018 ammontano a 11.771 milioni di euro, con un incremento di 276 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2017, mentre nel terzo trimestre 2018 sono pari a 3.976 milioni di euro, registrando un incremento di 82 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2017. La variazione dei primi nove mesi del 2018 si riferisce prevalentemente:

- > ai maggiori oneri per accesso alla rete per 160 milioni di euro, relativi prevalentemente alle società spagnole (per 133 milioni di euro) a seguito del riversamento nel 2017 delle quote degli oneri di accesso alla rete riferite al autoconsumo non più dovute e accantonate negli anni precedenti;
- > all'incremento dei costi per vettori passivi per 25 milioni di euro, essenzialmente riferiti al Sud America e parzialmente compensati dal decremento dei vettori passivi in Spagna e in Russia per riduzione delle quantità trasportate;
- > ai maggiori costi per prestazioni informatiche per 129 milioni di euro, particolarmente concentrato in Italia sono costituiti principalmente dai costi per assistenza sistemistica, la manutenzione di elaboratori e software, oltre che per l'elaborazione dati e servizi in cloud;
- > all'incremento dei costi per servizi a valore aggiunto per 166 milioni di euro prevalentemente dovuti a Enel X per l'attività del Demand-Response di EnerNOC;
- > ai maggiori costi per canoni di derivazione acqua per 34 milioni di euro soprattutto in Spagna;
- > all'incremento dei costi per prestazioni tecniche rese da studi professionali particolarmente concentrati in Russia;
- > ai minori costi di manutenzione e riparazione per 123 milioni di euro soprattutto in Spagna e in Sud America;
- > ai minori costi per provvigioni commerciali per 105 milioni di euro, in Italia e in Spagna dovuti principalmente all'applicazione del principio contabile IFRS 15 che introduce la capitalizzazione dei costi sostenuti per l'acquisizione della clientela;
- > ai minori costi di connessione gas a terzi per 30 milioni di euro, in Italia dovuti principalmente all'applicazione del principio contabile IFRS 15 in base al quale non sono più rilevati a Conto economico;
- > al decremento di costi per servizi sostenuti, in relazione a manutenzioni e altre attività effettuate in relazione agli accordi per servizi pubblici in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, in Brasile, per 41 milioni di euro.

Gli **altri costi operativi** nei primi nove mesi del 2018 ammontano a 2.082 milioni di euro con un incremento di 61 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2017, mentre nel terzo trimestre 2018 ammontano a 702 milioni di euro, registrando un incremento di 138 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

L'incremento registrato nei primi nove mesi è dovuto essenzialmente a:

- > maggiori oneri per imposte e tasse per 27 milioni di euro, prevalentemente in Spagna e sostanzialmente riferibili a maggiori imposte sulla generazione termoelettrica, sulla generazione nucleare in Catalogna e maggiori tasse per occupazione del suolo pubblico;
- > maggiori oneri connessi al sistema elettrico per 39 milioni di euro che si riferiscono prevalentemente alla rilevazione degli oneri relativi al versamento del "bono social" spagnolo parzialmente compensati dalla riduzione degli oneri in Sud America;
- > maggior oneri per accantonamenti per rischi e oneri per 40 milioni di euro dovuti essenzialmente a un incremento negli accantonamenti rispetto al corrispondente periodo del 2017 in E-Distribuzione e Sud America;
- > maggiori oneri quote di emissioni inquinanti per 33 milioni di euro, che si riferiscono sostanzialmente all'accantonamento al Fondo oneri emissioni inquinanti dell'onere per la copertura del deficit dei primi nove mesi del 2018; l'incremento registrato rispetto al corrispondente periodo del 2017 riguarda l'Italia ed è legato sostanzialmente al maggior costo;
- > minori oneri per certificati di efficienza energetica per 102 milioni di euro, dovuto alla riduzione della quantità dei certificati.

Nei primi nove mesi del 2018 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.483 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2018 sono pari a 618 milioni di euro, con un incremento di 307 milioni di euro nei primi nove mesi del 2018 rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 202 milioni di euro nei primi nove mesi del 2018 (383 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e positivi per 75 milioni di euro nel terzo trimestre 2018 (105 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2017) e risultano così composti:

- > proventi netti conseguiti nella gestione dei derivati di cash flow hedge per 18 milioni di euro (217 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017);
- > proventi netti da derivati al fair value con impatto a Conto economico 184 milioni di euro (166 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017).

Gli **ammortamenti e impairment** nei primi nove mesi del 2018 sono pari a 4.696 milioni di euro, registrando un incremento di 463 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2018 sono pari a 1.714 milioni di euro, con un incremento di 305 milioni di euro. L'incremento rilevato nei primi nove mesi del 2018 è sostanzialmente riferibile a:

- > maggiori ammortamenti per 257 milioni di euro; l'incremento è dovuto prevalentemente all'applicazione del principio contabile IFRS 15 (119 milioni di euro), in particolare alla quota di ammortamento dei "contract cost", ai maggiori ammortamenti di immobilizzazioni materiali per l'entrata in funzione di nuovi impianti in Italia e Nord America e ai maggiori ammortamenti derivanti dall'acquisizione di Eletropaulo ed EnerNOC;
- > maggiori impairment al netto dei relativi ripristini di attività materiali e immateriali per 25 milioni di euro;
- > maggiori impairment al netto dei relativi ripristini su crediti commerciali e altre attività per 181 milioni di euro, prevalentemente in Italia.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2018 ammonta a 7.438 milioni di euro, con un incremento di 221 milioni di euro (+3,1%), mentre nel terzo trimestre 2018 si attesta a 2.563 milioni di euro, con un incremento di 200 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio.

Gli **oneri finanziari netti** subiscono un decremento di 391 milioni di euro nei primi nove mesi del 2018 e un decremento di 198 milioni di euro nel terzo trimestre 2018.

Nello specifico la variazione è da ricondursi principalmente a:

- > maggiori proventi netti su derivati per 1.374 milioni di euro, in gran parte compensati dalle differenze negative nette su cambi per 1.304 milioni di euro;
- > minori interessi passivi netti per 53 milioni di euro, dovuti prevalentemente alla riduzione degli interessi su prestiti obbligazionari;
- > la rilevazione di proventi finanziari netti per 100 milioni di euro a seguito dell'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate nelle società argentine, come meglio specificato dalla nota 2 del Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2018;
- > minori oneri connessi alla rilevazione nel 2017 di:
 - oneri finanziari per 107 milioni di euro, in Enel Finance International, a seguito del rimborso anticipato di prestiti obbligazionari sulla base della "make whole call option" prevista dal contratto originario;
 - oneri finanziari per 53 milioni di euro in relazione all'acquisizione di Enel Distribuição Goiás.
- > un incremento di interessi e proventi maturati su attività finanziarie per accordi pubblici in concessione nelle società brasiliane per 34 milioni di euro, un aumento di interessi di mora per 28 milioni di euro soprattutto in E-Distribuzione e in Sud America.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati da minori interessi capitalizzati per 55 milioni di euro.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi nove mesi del 2018 è positiva per complessivi 54 milioni di euro, mentre nel terzo trimestre 2018 è positiva per 8 milioni di euro.

Le **imposte** dei primi nove mesi del 2018 ammontano a 1.686 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 29,5% (a fronte di un'incidenza del 29,1% nei primi nove mesi del 2017), mentre l'onere fiscale del terzo trimestre 2018 è stimato pari a 693 milioni di euro. La maggiore incidenza fiscale dei primi nove mesi del 2018 rispetto a quella dello stesso periodo dell'esercizio precedente è dovuto essenzialmente alla maggiore incidenza delle imposte rilevate in Messico rispetto al tax rate teorico derivante dalla cessione delle società Kino (97 milioni di euro) in parte compensata

- > dal regime fiscale agevolato "PEX" applicabile al provento derivante dalla rilevazione dell'*earn out* per la cessione della partecipazione di Enel Rete Gas;
- > dall'iscrizione di imposte anticipate (86 milioni di euro) per perdite pregresse di 3Sun dal momento che se ne prevede la recuperabilità attraverso la fusione con Enel Green Power SpA.

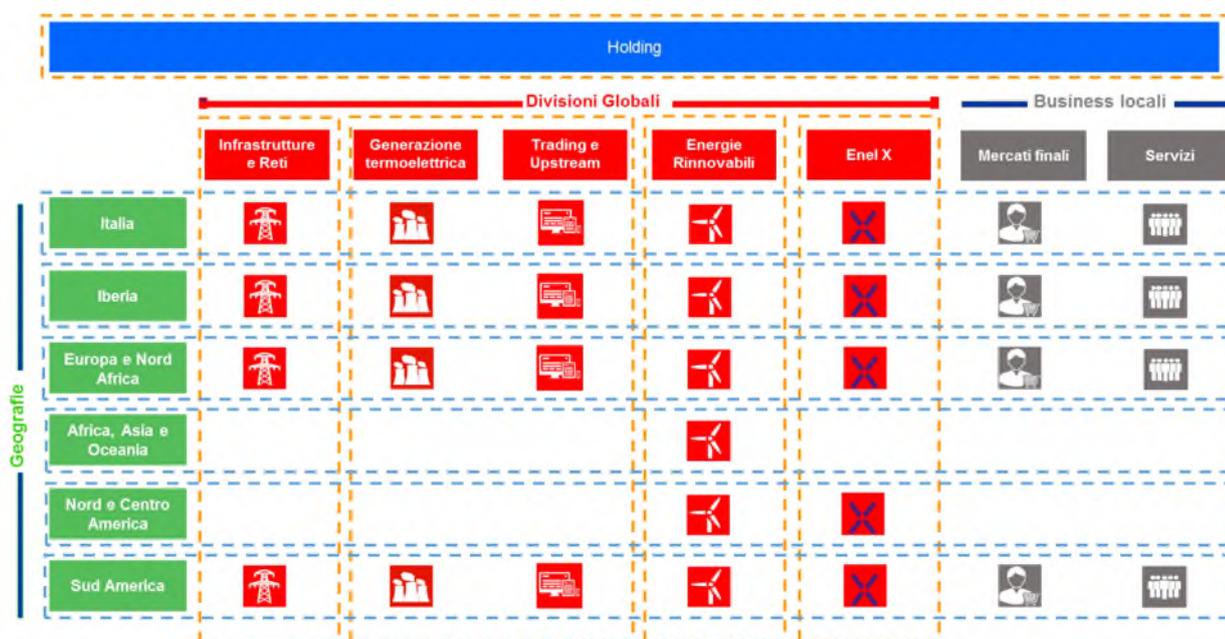
Risultati per area di attività

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 business line di "Enel X" ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dal 31 marzo 2018. Nel dettaglio, i risultati per settore di attività inclusi nella presente Relazione finanziaria semestrale sono costruiti identificando come "reporting segment primario" la vista per Regioni e Country. 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:

- > "Generazione Termoelettrica" e "Trading e Upstream" sono presentati unitariamente dato il forte grado di interazione e interdipendenza tra le due filiere;
- > 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.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



Il 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 definizione delle aree geografiche (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, Sud America, Nord e Centro America, Africa, Asia e Oceania, Central/Holding). Inoltre, la nuova struttura di business è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica e Trading, Infrastrutture e Reti, Rinnovabili, Enel X, Retail, Servizi e Holding.

Risultati per area di attività del terzo trimestre 2018 e 2017

Terzo trimestre 2018 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	9.012	5.162	3.839	569	399	25	213	19.219
Ricavi e altri proventi intersettoriali	195	19	-	2	1	-	(217)	-
Totale ricavi e altri proventi	9.207	5.181	3.839	571	400	25	(4)	19.219
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	9	72	(4)	-	-	-	(2)	75
Margine operativo lordo	1.849	965	1.002	126	189	13	133	4.277
Ammortamenti e impairment	772	447	356	56	68	9	6	1.714
Risultato operativo	1.077	518	646	70	121	4	127	2.563

(1) I ricavi e altri proventi 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 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	8.974	4.732	3.315	586	244	26	(4)	17.873
Ricavi e altri proventi intersettoriali	153	9	2	7	(1)	-	(170)	-
Totale ricavi e altri proventi	9.127	4.741	3.317	593	243	26	(174)	17.873
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	60	55	2	-	(1)	-	(11)	105
Margine operativo lordo	1.571	947	1.059	132	108	19	(64)	3.772
Ammortamenti e impairment	565	420	308	51	50	11	4	1.409
Risultato operativo	1.006	527	751	81	58	8	(68)	2.363

(1) I ricavi e altri proventi 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 2018 e del 2017

Primi nove mesi 2018 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	27.031	14.830	10.428	1.698	955	73	231	55.246
Ricavi e altri proventi intersettoriali	551	45	4	6	1	-	(607)	-
Totale ricavi e altri proventi	27.582	14.875	10.432	1.704	956	73	(376)	55.246
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	99	97	3	-	5	-	(2)	202
Margine operativo lordo	5.550	2.719	3.016	380	479	40	(50)	12.134
Ammortamenti e impairment	1.992	1.301	998	159	194	34	18	4.696
Risultato operativo	3.558	1.418	2.018	221	285	6	(68)	7.438
Investimenti	1.602 ⁽²⁾	835	1.380	216	968 ⁽³⁾	97	61	5.159

(1) I ricavi e altri proventi 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 3 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) I dato non include 375 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita"

Primi nove mesi 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	27.291	14.671	9.812	1.725	606	72	11	54.188
Ricavi e altri proventi intersettoriali	508	30	18	25	2	-	(583)	-
Totale ricavi e altri proventi	27.799	14.701	9.830	1.750	608	72	(572)	54.188
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	399	7	4	-	(1)	-	(26)	383
Margine operativo lordo	5.238	2.543	3.117	409	326	47	(230)	11.450
Ammortamenti e impairment	1.683	1.227	979	156	145	32	11	4.233
Risultato operativo	3.555	1.316	2.138	253	181	15	(241)	7.217
Investimenti	1.124	582	2.094	208 ⁽²⁾	1.479	25	8	5.520

(1) I ricavi e altri proventi 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 27 milioni di euro riferito 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/Country, ma anche per Divisione/Business line.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Business locali						Divisioni globali												Totale					
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading			Infrastrutture e Reti			Rinnovabili			Enel X						Altro		
	2018	2017	Variazione	2018	2017	Variazione	2018	2017	Variazione	2018	2017	Variazione	2018	2017	Variazione	2018	2017	Variazione	2018	2017	Variazione	2018	2017	Variazione
Italia	1.607	1.534	73	99	72	27	29	178	(149)	2.895	2.649	246	913	805	108	7	-	7	-	-	-	5.550	5.238	312
Iberia	535	331	204	86	50	36	356	597	(241)	1.447	1.389	58	256	176	80	39	-	39	-	-	-	2.719	2.543	176
Sud America	-	-	-	(68)	(58)	(10)	288	569	(281)	1.321	1.314	7	1.444	1.292	152	31	-	31	-	-	-	3.016	3.117	(101)
<i>Argentina</i>	-	-	-	-	-	-	69	76	(7)	107	171	(64)	26	24	2	-	-	-	-	-	-	202	271	(69)
<i>Brasile</i>	-	-	-	(33)	(27)	(6)	3	98	(95)	602	453	149	304	183	121	(1)	-	(1)	-	-	-	875	707	168
<i>Cile</i>	-	-	-	(35)	(31)	(4)	73	269	(196)	176	190	(14)	573	552	21	5	-	5	-	-	-	792	980	(188)
<i>Colombia</i>	-	-	-	-	-	-	42	37	5	298	350	(52)	427	428	(1)	26	-	26	-	-	-	793	815	(22)
<i>Perù</i>	-	-	-	-	-	-	101	89	12	138	150	(12)	107	98	9	1	-	1	-	-	-	347	337	10
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7	-	-	-	-	-	-	-	7	7	-
Europa e Nord Africa	21	(46)	67	2	1	1	158	202	(44)	114	136	(22)	83	116	(33)	2	-	2	-	-	-	380	409	(29)
<i>Romania</i>	21	(46)	67	2	1	1	1	2	(1)	114	136	(22)	40	78	(38)	2	-	2	-	-	-	180	171	9
<i>Russia</i>	-	-	-	-	-	-	156	200	(44)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	156	200	(44)
<i>Slovacchia</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-	-	-	43	38	5	-	-	-	-	-	-	44	38	6
Nord e Centro America	-	-	-	-	-	-	(4)	-	(4)	-	-	-	452	326	126	31	-	31	-	-	-	479	326	153
<i>Stati Uniti e Canada</i>	-	-	-	-	-	-	(4)	-	(4)	-	-	-	178	146	32	31	-	31	-	-	-	205	146	59
<i>Messico</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	147	72	75	-	-	-	-	-	-	147	72	75
<i>Panama</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89	74	15	-	-	-	-	-	-	89	74	15
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	34	4	-	-	-	-	-	-	38	34	4
Africa, Asia e Oceania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42	47	(5)	(2)	-	(2)	-	-	-	40	47	(7)
<i>Sudafrica</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	40	(2)	(2)	-	(2)	-	-	-	36	40	(4)
<i>India</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	8	1	-	-	-	-	-	-	9	8	1
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	(1)	(4)	-	-	-	-	-	-	(5)	(1)	(4)
Altro	-	-	-	(4)	(1)	(3)	(13)	-	(13)	(17)	(9)	(8)	138	(58)	196	(19)	-	(19)	(135)	(162)	27	(50)	(230)	180
Totale	2.163	1.819	344	115	64	51	814	1.546	(732)	5.760	5.479	281	3.328	2.704	624	89	-	89	(135)	(162)	27	12.134	11.450	684

Italia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni	
7.946	6.976	970	13,9%	Termoelettrica		20.761	23.142	(2.381)	-10,3%
4.269	3.768	501	13,3%	Idroelettrica		14.452	11.425	3.027	26,5%
1.397	1.429	(32)	-2,2%	Geotermoelettrica		4.233	4.312	(79)	-1,8%
191	277	(86)	-31,0%	Eolica		932	871	61	7,0%
39	40	(1)	-2,5%	Altre fonti		108	112	(4)	-3,6%
13.842	12.490	1.352	10,8%	Totale produzione netta		40.486	39.862	624	1,6%

Nei primi nove mesi del 2018, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 40.486 milioni di kWh (13.842 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018), registrando un incremento dell'1,6% pari a 624 milioni di kWh. La maggiore produzione idroelettrica (3.027 milioni di kWh) a seguito delle più favorevoli condizioni di idraulicità del periodo rispetto ai primi nove mesi del 2017, nonché la maggiore produzione da fonte eolica, sono state parzialmente compensate dalla minore produzione termoelettrica (2.381 milioni di kWh) connessa sostanzialmente alla minore produzione da carbone. Nel terzo trimestre 2018 si rileva invece un incremento di 1.352 milioni di kWh (+10,8%) rispetto all'analogo periodo del 2017 a seguito della maggiore produzione termoelettrica, da attribuire all'incremento della domanda elettrica rilevato nel terzo trimestre 2018 e della maggiore produzione idroelettrica.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi					
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni			
-	-	3	-	(3)	-	-	-	10	-	(10)	-
2.271	26,4%	1.474	19,5%	797	54,1%	5.223	23,1%	5.306	21,2%	(83)	-1,6%
6.271	72,9%	5.957	78,7%	314	5,3%	17.008	75,3%	19.304	77,0%	(2.296)	-11,9%
61	0,7%	135	1,8%	(74)	-54,8%	361	1,6%	459	1,8%	(98)	-
8.603	100,0%	7.569	100,0%	1.034	13,7%	22.592	100,0%	25.079	100,0%	(2.487)	-9,9%

La produzione termoelettrica lorda nei primi nove mesi del 2018 si attesta a 22.592 milioni di kWh (8.603 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018), registrando un decremento di 2.487 milioni di kWh (-9,9%) rispetto ai primi nove mesi del 2017 (+13,7% nel terzo trimestre 2018). Tale decremento ha riguardato prevalentemente il carbone.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni	
57.792	59.344	(1.552)	-2,6%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾		169.874	171.291	(1.417)	-0,8%

(1) Il dato del 2017 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nei primi nove mesi del 2018 registra un decremento di 1.417 milioni di kWh (-0,8%) passando da 171.291 milioni di kWh dei primi nove mesi del 2017 a 169.874 milioni di kWh dei primi nove mesi del 2018.

Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2018 con un'energia trasportata pari a 57.792 milioni di kWh, con un decremento di 1.552 milioni di kWh (-2,6%) rispetto al medesimo periodo del 2017.

Vendite di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
Mercato libero:								
3.402	3.232	170	5,3%	- clienti mass market	9.842	9.170	672	7,3%
12.796	11.804	992	8,4%	- clienti business ⁽¹⁾	36.901	33.099	3.802	11,5%
512	837	(325)	-38,8%	- clienti in regime di salvaguardia	1.607	1.594	13	0,8%
16.710	15.873	837	5,3%	Totale mercato libero	48.350	43.863	4.487	10,2%
Mercato regolato:								
10.356	11.961	(1.605)	-13,4%	- clienti in regime di maggior tutela	30.332	33.331	(2.999)	-9,0%
27.066	27.834	(768)	-2,8%	TOTALE	78.682	77.194	1.488	1,9%

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

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2018 è pari a 78.682 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 1.488 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. L'andamento riflette sostanzialmente le maggiori quantità vendute nel mercato libero ai clienti business, in linea con le politiche commerciali. Tale andamento è in parte compensato dal decremento delle vendite sul mercato regolato per effetto del passaggio di 1,5 milioni di clienti al mercato libero.

Nel terzo trimestre 2018 si rileva invece un decremento dell'energia venduta.

Vendite di gas naturale

3° trimestre			Milioni di m ³		Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
189	213	(24)	-11,3%	Clienti mass market ⁽¹⁾	2.095	1.978	117	5,9%
250	268	(18)	-6,7%	Clienti business	1.277	1.389	(112)	-8,1%
439	481	(42)	-8,7%	Totale	3.372	3.367	5	0,2%

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nei primi nove mesi del 2018 è pari a 3.372 milioni di metri cubi (439 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2018), con un incremento di 5 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Nel terzo trimestre 2018 le vendite di gas naturale invece si riducono per motivi di stagionalità.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
9.207	9.127	80	0,9%	Ricavi e altri proventi	27.582	27.799	(217)	-0,8%
1.849	1.571	278	17,7%	Margine operativo lordo	5.550	5.238	312	6,0%
1.077	1.006	71	7,1%	Risultato operativo	3.558	3.555	3	0,1%
Investimenti					1.602	⁽¹⁾ 1.124	478	42,5%

(1) Il dato non include 3 milioni 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 2018.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	4.453	4.552	(99)	-2,2%
Infrastrutture e Reti	1.935	1.813	122	6,7%
Rinnovabili	465	433	32	7,4%
Mercati finali	3.949	3.901	48	1,2%
Enel X	54	-	54	-
Servizi	333	330	3	0,9%
Elisioni e rettifiche	(1.982)	(1.902)	(80)	-4,2%
Totale	9.207	9.127	80	0,9%

I **ricavi e altri proventi** del terzo trimestre 2018 ammontano a 9.207 milioni di euro, con un incremento di 80 milioni di euro rispetto al 2017 (+0,9%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 99 milioni di euro (-2,2%) rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale decremento è prevalentemente riconducibile a:
 - minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 150 milioni di euro, correlati essenzialmente alle minori quantità intermedie (-34,9 TWh);
 - a maggiori ricavi da vendita di energia elettrica per 81 milioni di euro, sostanzialmente relativi all'incremento dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (152 milioni di euro), solo in parte compensato dalla riduzione dei ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali (70 milioni di euro) connessa ai minori volumi generati;
 - minori ricavi per vendita di combustibili, essenzialmente gas naturale, per 28 milioni di euro;
 - un incremento dei ricavi per vendita di certificati ambientali per 72 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 122 milioni di euro (+6,7%), principalmente connessi:
 - all'iscrizione di un provento pari a 146 milioni di euro, ai sensi della delibera ARERA n.50/2018, riferito al reintegro effettuato da parte Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per gli oneri di sistema versati e non riscossi;
 - ai maggiori contributi di connessione per 38 milioni di euro;
 - alla riduzione dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 51 milioni di euro) a seguito dei minori volumi acquistati e della riduzione del contributo unitario rispetto al primo semestre 2017;
 - alla riduzione dei ricavi per vendita di contatori elettronici ad altre società del Gruppo (15 milioni di euro);
- > maggiori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** (32 milioni di euro);
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 48 milioni di euro (+1,2%), connessi essenzialmente:
 - ai minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 19 milioni di euro dovuti principalmente al decremento delle quantità vendute (-1,5 TWh);
 - all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 147 milioni di euro, connesso alle maggiori quantità vendute (+0,9 TWh) principalmente ai clienti business;
 - ai minori ricavi per vendita di gas naturale ai clienti finali per 4 milioni di euro;

- al decremento dei contributi di connessione per 46 milioni di euro a seguito dell'applicazione del nuovo principio IFRS 15 che ha determinato la rilevazione dei soli contributi di competenza del venditore;
- a una riduzione dei ricavi (45 milioni di euro) da riferire alla cessione di Enel Sole ed Enel.si alla nuova linea di business dedicata allo sviluppo dei servizi a valore aggiunto;
- > maggiori ricavi per servizi a valore aggiunto per 54 milioni di euro da riferire sostanzialmente alla già citata variazione di perimetro della nuova linea di business **Enel X**.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	61	28	33	-
Infrastrutture e Reti	1.040	851	189	22,2%
Rinnovabili	243	242	1	0,4%
Mercati finali	471	417	54	12,9%
Enel X	-	-	-	-
Servizi	34	33	1	3,0%
Totale	1.849	1.571	278	17,7%

Il **margin** operativo lordo del terzo trimestre 2018 si attesta a 1.849 milioni di euro, registrando un incremento di 278 milioni di euro (+17,7%) rispetto ai 1.571 milioni di euro del terzo trimestre 2017. Tale incremento è riconducibile essenzialmente:

- > al miglior margine da **Generazione e Trading** per 33 milioni di euro, da attribuire alle maggiori quantità vendute;
- > all'incremento del margine di **Infrastrutture e Reti** per 189 milioni di euro (22,2%) sostanzialmente riconducibile al quanto già commentato nei ricavi;
- > all'incremento del margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 1 milione di euro;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 54 milioni di euro (+12,9%), riferibile principalmente a un incremento del margine sul mercato libero per 69 milioni di euro e al mercato regolato dell'energia elettrica per 2 milioni di euro, solo in parte compensato dalla sopracitata variazione di perimetro (15 milioni di euro).

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	7	(29)	36	-
Infrastrutture e Reti	626	585	41	7,0%
Rinnovabili	172	173	(1)	-0,6%
Mercati finali	258	255	3	1,2%
Enel X	(7)	-	(7)	-
Servizi	21	22	(1)	-4,5%
Totale	1.077	1.006	71	7,1%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2018, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 772 milioni di euro (565 milioni di euro nell'analogo periodo del 2017), è pari a 1.077 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	13.333	13.912	(579)	-4,2%
Infrastrutture e Reti	5.748	5.605	143	2,6%
Rinnovabili	1.524	1.374	150	10,9%
Mercati finali	12.049	11.974	75	0,6%
Enel X	143	-	143	-
Servizi	959	875	84	9,6%
Elisioni e rettifiche	(6.174)	(5.941)	(233)	-3,9%
Totale	27.582	27.799	(217)	-0,8%

I **ricavi e altri proventi** dei primi nove mesi del 2018 ammontano a 27.582 milioni di euro, registrando un decremento di 217 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017 (-0,8%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 579 milioni di euro (-4,2%) rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale decremento è prevalentemente riconducibile a:
 - minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 823 milioni di euro, correlati essenzialmente alle minori quantità intermedie (-34,9 TWh);
 - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 275 milioni di euro, sostanzialmente relativi ai minori ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali (424 milioni di euro) connessi ai minori volumi generati. Tali fenomeni sono stati solo in parte compensati dall'aumento dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (149 milioni di euro);
 - maggiori ricavi per vendita di combustibili, essenzialmente gas naturale, per 320 milioni di euro;
 - un incremento dei ricavi per vendita di certificati ambientali per 295 milioni di euro riferiti soprattutto alla vendita di quote di CO₂;
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 143 milioni di euro (+2,6%), riferibili sostanzialmente:
 - all'iscrizione di un provento pari a 146 milioni di euro, ai sensi della delibera ARERA n.50/2018, riferito al reintegro effettuato da parte Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per gli oneri di sistema versati e non riscossi;
 - alla rilevazione del corrispettivo, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che E-Distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas;
 - ai maggiori contributi di connessione per 70 milioni di euro;
 - ai maggiori ricavi relativi alla modifica regolatoria n. 654/15 ARERA (cosiddetto "lag.regolatorio") per 64 milioni di euro più che compensati dai minori ricavi tariffari (32 milioni di euro) a seguito della riduzione delle tariffe di distribuzione e misura e dall'effetto negativo di partite pregresse (35 milioni di euro);
 - alla riduzione dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 129 milioni di euro) a seguito dei minori volumi acquistati e della riduzione del contributo unitario rispetto al primo semestre 2017;
 - alla riduzione dei ricavi per vendita di contatori elettronici ad altre società del Gruppo (50 milioni di euro);

- > maggiori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 150 milioni di euro (+10,9%), per effetto delle maggiori quantità prodotte e dell'effetto prezzo.
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 75 milioni di euro (+0,6%), connessi essenzialmente:
 - ai minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 234 milioni di euro dovuti principalmente al decremento delle quantità vendute (-2,9 TWh) e del numero dei clienti serviti (-7,8%);
 - all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 494 milioni di euro, connesso alle maggiori quantità vendute (+4,5 TWh) principalmente ai clienti business;
 - ai maggiori ricavi per vendita di gas naturale ai clienti finali per 85 milioni di euro da riferire all'incremento dei prezzi medi;
 - al decremento dei contributi di connessione per 149 milioni di euro a seguito dell'applicazione del nuovo principio IFRS 15 che ha determinato la rilevazione dei soli contributi di competenza del venditore;
 - a una riduzione dei ricavi (141 milioni di euro) da riferire alla cessione di Enel Sole ed Enel.si alla nuova linea di business dedicata allo sviluppo dei servizi a valore aggiunto;
- > maggiori ricavi per servizi a valore aggiunto per 143 milioni di euro da riferire sostanzialmente alla già citata variazione di perimetro della nuova linea di business **Enel X**.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	29	178	(149)	-83,7%
Infrastrutture e Reti	2.895	2.649	246	9,3%
Rinnovabili	913	805	108	13,4%
Mercati finali	1.607	1.534	73	4,8%
Enel X	7	-	7	-
Servizi	99	72	27	37,5%
Totale	5.550	5.238	312	6,0%

Il **marginе operativo lordo** dei primi nove mesi del 2018 si attesta a 5.550 milioni di euro, con un incremento di 312 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2017 (+6,0%). In particolare, la variazione è sostanzialmente riferibile:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 149 milioni di euro da attribuire alla contrazione della produzione termoelettrica e all'incremento dei costi di acquisto del gas;
- > al maggior margine di **Infrastrutture e Reti** per 246 milioni di euro (+9,3%) sostanzialmente riconducibile:
 - all'iscrizione di un provento pari a 146 milioni di euro, ai sensi della delibera ARERA n. 50/2018, riferito al reintegro effettuato da parte Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per gli oneri di sistema versati e non riscossi;
 - alla rilevazione del corrispettivo, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che E-Distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas già commentato nei ricavi;
 - al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 14 milioni di euro, connesso principalmente alla riduzione delle tariffe e all'effetto negativo di partite pregresse per 47 milioni di euro;
 - al minor margine sui Titoli di Efficienza Energetica per 28 milioni di euro;
 - ai maggiori costi operativi connessi principalmente all'acquisto di materiali da destinare alla realizzazione del progetto Resilienza;
- > al maggior margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 108 milioni di euro per effetto delle maggiori quantità prodotte, dell'effetto prezzo, nonché del miglioramento del margine dei servizi ancillari, solo in parte compensato dai minori contributi per certificati verdi.;

- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 73 milioni di euro (+4,8%), prevalentemente riferibile a:
 - a un incremento del margine sul mercato libero per 92 milioni di euro da riferire principalmente alla riduzione dei costi per agenzie e teleseller per effetto dell'applicazione dell'IFRS 15 che ne prevede la capitalizzazione ove siano incrementative della base clienti;
 - a un incremento del margine sul mercato regolato per 19 milioni di euro da attribuire principalmente alla riduzione dei costi operativi;
 - a una riduzione del margine per 38 milioni di euro da riferire alla già citata variazione di perimetro;
- > all'incremento del margine per servizi a valore aggiunto per 7 milioni di euro della business line **Enel X** .

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	(135)	3	(138)	-
Infrastrutture e Reti	1.931	1.811	120	6,6%
Rinnovabili	686	601	85	14,1%
Mercati finali	1.027	1.102	(75)	-6,8%
Enel X	(14)	-	(14)	-
Servizi	63	38	25	65,8%
Totale	3.558	3.555	3	0,1%

Il **risultato operativo** si attesta a 3.558 milioni di euro e, scontando maggiori ammortamenti e impairment per 309 milioni di euro, registra un incremento di 3 milioni di euro (+0,1%) rispetto ai 3.555 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2017. L'incremento degli ammortamenti e impairment è riferito sostanzialmente ai Mercati finali a seguito dei maggiori ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali che includono i "contract cost" citati precedentemente, nonché alle maggiori svalutazioni dei crediti commerciali rilevate dai Mercati finali e da Infrastrutture e Reti.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	72	34	38	-
Infrastrutture e Reti	1.154	866	288	33,3%
Rinnovabili	141 ⁽¹⁾	130	11	8,5%
Mercati finali	180	74	106	-
Enel X	27	-	27	-
Servizi	28	20	8	40,0%
Totale	1.602	1.124	478	42,5%

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

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2018 ammontano a 1.602 milioni di euro, in decremento di 478 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare tale variazione è attribuibile a:

- > minori investimenti di **Generazione e Trading** per 38 milioni di euro;
- > maggiori investimenti di **Infrastrutture e Reti** pari a 288 milioni euro connessi principalmente ad attività legate alla qualità del servizio e alle attività relative alla sostituzione dei contatori elettronici per la realizzazione del piano Open Meter;

- > maggiori investimenti in attività da fonti **Rinnovabili** per 11 milioni di euro;
- > maggiori investimenti di **Mercati finali** per 106 milioni di euro a seguito della capitalizzazione dei costi per agenzia e teleseller come “contract cost”;
- > maggiori investimenti connessi alla business line **Enel X** per 27 milioni di euro.

Iberia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni	
11.717	11.867	(150)	-1,3%	Termoelettrica		27.494	31.543	(4.049)	-12,8%
6.689	6.871	(182)	-2,6%	Nucleare		18.458	19.967	(1.509)	-7,6%
1.667	1.113	554	49,8%	Idroelettrica		6.956	4.253	2.703	63,6%
598	684	(86)	-12,6%	Eolica		2.618	2.437	181	7,4%
9	9	-	-	Altre fonti		22	22	-	-
20.680	20.544	136	0,7%	Totale produzione netta		55.548	58.222	(2.674)	-4,6%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nei primi nove mesi del 2018 è pari a 55.548 milioni di kWh, con un decremento di 2.674 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale andamento, caratterizzato da un forte decremento della generazione da fonte termoelettrica e nucleare, trova riscontro prevalentemente nel maggior ricorso agli impianti idroelettrici per il miglioramento delle condizioni di idraulicità in Spagna, oltreché al fermo degli impianti nucleari di Vandellós II e Almaraz II per attività di manutenzione ordinaria.

Nel terzo trimestre 2018 la produzione netta è pari a 20.680 milioni di kWh, con un incremento di 136 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi						
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni				
1.495	7,8%	1.688	8,5%	(193)	-11,4%	Olio combustibile	4.296	9,0%	4.859	9,0%	(563)	-11,6%
2.582	13,4%	3.031	15,3%	(449)	-14,8%	Gas naturale	4.768	10,0%	6.547	12,2%	(1.779)	-27,2%
7.137	37,1%	6.970	35,1%	167	2,4%	Carbone	16.659	34,9%	18.784	34,9%	(2.125)	-11,3%
6.965	36,2%	7.175	36,2%	(210)	-2,9%	Combustibile nucleare	19.170	40,1%	20.788	38,6%	(1.618)	-7,8%
1.045	5,5%	981	4,9%	64	6,5%	Altri combustibili	2.893	6,0%	2.826	5,3%	67	2,4%
19.224	100,0%	19.845	100,0%	(621)	-3,1%	Totale	47.786	100,0%	53.804	100,0%	(6.018)	-11,2%

La produzione termoelettrica lorda nei primi nove mesi del 2018 è pari a 47.786 milioni di kWh (19.224 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018) e registra un decremento di 6.018 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-621 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018). Il decremento ha riguardato quasi tutte le tipologie di combustibile soprattutto per il minor ricorso alla generazione convenzionale a favore degli impianti idroelettrici. Analogamente presenta il terzo trimestre 2018 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, a eccezione degli impianti a carbone.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
29.319	29.691	(372)	-1,3%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	84.383	84.494	(111)	-0,1%

(1) Il dato del 2017 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nei primi nove mesi del 2018 è pari a 84.383 milioni di kWh (29.319 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018) e registra un decremento di 111 milioni di kWh (-372 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018).

Vendite di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
20.212	21.976	(1.764)	-8,0%	Mercato libero	58.311	62.344	(4.033)	-6,5%
3.221	3.371	(150)	-4,4%	Mercato regolato	9.706	10.159	(453)	-4,5%
23.433	25.347	(1.914)	-7,6%	Energia venduta da Enel	68.017	72.503	(4.486)	-6,6%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nei primi nove mesi del 2018 sono pari a 68.017 milioni di kWh (23.433 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018), con un decremento di 4.486 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2017 (1.914 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018). Tale andamento è legato al processo di liberalizzazione del mercato ed è in linea con quanto rilevato nel terzo trimestre 2018.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
5.181	4.741	440	9,3%	Ricavi e altri proventi	14.875	14.701	174	1,2%
965	947	18	1,9%	Margine operativo lordo	2.719	2.543	176	6,9%
518	527	(9)	-1,7%	Risultato operativo	1.418	1.316	102	7,8%
				Investimenti	835	582	253	43,5%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2018.

Risultati del terzo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	1.826	1.562	264	16,9%
Infrastrutture e Reti	651	647	4	0,6%
Rinnovabili	154	125	29	23,2%
Mercati finali	4.072	3.721	351	9,4%
Enel X	55	-	55	-
Servizi	104	135	(31)	-23,0%
Elisioni e rettifiche	(1.681)	(1.449)	(232)	16,0%
Totale	5.181	4.741	440	9,3%

I **ricavi e altri proventi** del terzo trimestre 2018 sono in incremento di 440 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 264 milioni di euro, prevalentemente connessi alle vendite di energia elettrica in regime di prezzi crescenti; tali ricavi sono in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Country e trovano pertanto riscontro anche nelle elisioni;
- > maggiori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 29 milioni di euro a seguito della maggiore idraulicità e l'acquisto di Gestinver e altre società minori operanti nel settore eolico;
- > all'incremento dei ricavi, pari a 351 milioni di euro, sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto delle maggiori quantità vendute soprattutto nel mercato del gas, in parte compensate dalle minori vendite sul mercato dell'energia elettrica;
- > maggiori ricavi per servizi a valore aggiunto per 55 milioni di euro relativi alla linea di business **Enel X**.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	189	374	(185)	-49,5%
Infrastrutture e Reti	483	466	17	3,6%
Rinnovabili	68	40	28	70,0%
Mercati finali	184	54	130	-
Enel X	13	-	13	-
Servizi	28	13	15	-
Totale	965	947	18	1,9%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 965 milioni di euro, in incremento di 18 milioni di euro (+1,9%) rispetto all'analogo periodo del 2017, a seguito di:

- > un minor margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 185 milioni di euro, prevalentemente connesso ai maggiori costi di approvvigionamento;
- > un andamento sostanzialmente in linea del margine su **Infrastrutture e Reti** (pari a 17 milioni di euro) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente;
- > un maggior margine operativo lordo sui **Mercati finali**, per effetto della capitalizzazione dei contract cost a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15 e per il miglioramento dei margini sulle vendite di elettricità e gas;

- > un incremento del margine da generazione da fonti **Rinnovabili**, per effetto del maggior ricorso agli impianti idrici così come commentato nei ricavi;
- > un maggior margine per servizi a valore aggiunto per 13 milioni di euro relativo alla nuova linea di business **Enel X**.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	32	225	(193)	-85,8%
Infrastrutture e Reti	300	269	31	11,5%
Rinnovabili	30	1	29	-
Mercati finali	126	19	107	-
Enel X	12	-	12	-
Servizi	18	13	5	38,5%
Totale	518	527	(9)	-1,7%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2018, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 447 milioni di euro, è pari a 518 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2017, un decremento di 9 milioni di euro a seguito dei maggiori ammortamenti dovuti alle capitalizzazioni dei “contract cost” commentati sopra.

Risultati dei primi nove mesi

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	4.584	4.500	84	1,9%
Infrastrutture e Reti	1.988	1.924	64	3,3%
Rinnovabili	542	415	127	30,6%
Mercati finali	11.484	11.665	(181)	-1,6%
Enel X	159	-	159	-
Servizi	346	357	(11)	-3,1%
Elisioni e rettifiche	(4.228)	(4.160)	(68)	1,6%
Totale	14.875	14.701	174	1,2%

I **ricavi e altri proventi** dei primi nove mesi del 2018 registrano un incremento di 174 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 84 milioni di euro, nonostante il decremento delle quantità prodotte, per effetto di un contesto di prezzi medi di vendita crescenti; tali ricavi sono in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Country e trovano pertanto riscontro anche nelle elisioni;
- > maggiori ricavi per 64 milioni di euro di **Infrastrutture e Reti** riferiti prevalentemente agli adeguamenti tariffari riconosciuti tenuto conto della proposta di ordine ministeriale in via di definizione del Ministero per l'Energia, il Turismo e l'Agenda Digitale; tali maggiori ricavi sono in parte compensati dall'applicazione del IFRS 15 sui ricavi da contratti di connessione alla rete elettrica;
- > maggiori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 127 milioni di euro, soprattutto per la maggior idraulicità nei primi nove mesi del 2018 rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente e anche a seguito delle variazioni di perimetro dovute agli acquisti di Gestinver e altre società minori di generazione eolica;

- > minori ricavi sui **Mercati finali** per 181 milioni di euro, sostanzialmente per effetto delle minori vendite sul mercato dell'energia elettrica in parte compensate dalle maggiori quantità vendute nel mercato libero del gas a prezzi medi crescenti;
- > ricavi di **Enel X** da riferirsi prevalentemente alle vendite dei servizi a valore aggiunto che nell'analogo periodo del 2017 erano appannaggio delle società di commercializzazione.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	356	597	(241)	-40,4%
Infrastrutture e Reti	1.447	1.389	58	4,2%
Rinnovabili	256	176	80	45,5%
Mercati finali	535	331	204	61,6%
Enel X	39	-	39	-
Servizi	86	50	36	72,0%
Totale	2.719	2.543	176	6,9%

Il **margin** operativo lordo ammonta a 2.719 milioni di euro, con un incremento di 176 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017, a seguito di:

- > un minor margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 241 milioni di euro, prevalentemente connesso alle migliorate condizioni di idraulicità del Paese nel corso dei primi nove mesi del 2018 che hanno permesso agli impianti idrici di spiazzare la generazione convenzionale, oltre al fatto che nel corso del 2018 le centrali nucleari di Vandellós II e Almaraz II hanno subito un fermo per attività programmate di manutenzione ordinaria;
- > un incremento del margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 80 milioni di euro, per effetto del maggior ricorso agli impianti idrici così come commentato sopra;
- > un miglioramento significativo del margine sui **Mercati finali**, pari a circa 204 milioni di euro principalmente dovuto all'incremento dei volumi di vendita del gas, per l'effetto combinato della crescita dei consumi e l'incremento dei clienti finali, in un contesto di prezzi medi applicati crescenti. Inoltre, il margine operativo lordo delle società di commercializzazione risente della capitalizzazione dei costi relativi all'acquisizione dei clienti (contract cost) come previsto dal nuovo principio contabile IFRS 15 (50 milioni di euro);
- > un maggior margine per servizi a valore aggiunto per 39 milioni di euro relativo alla nuova linea di business **Enel X**.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	(106)	134	(240)	-
Infrastrutture e Reti	902	866	36	4,2%
Rinnovabili	143	59	84	-
Mercati finali	384	217	167	77,0%
Enel X	38	-	38	-
Servizi	57	40	17	42,5%
Totale	1.418	1.316	102	7,8%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2018, inclusivo di ammortamenti e impairment per 1.301 milioni di euro (1.227 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017) è pari a 1.418 milioni di euro oltre a quanto già commentato sopra, per effetto dei maggiori ammortamenti, in particolare dei contract cost in applicazione dell'IFRS 15.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	166	122	44	36,1%
Infrastrutture e Reti	453	388	65	16,8%
Rinnovabili	117	29	88	-
Mercati finali	57	31	26	83,9%
Enel X	27	-	27	-
Servizi	15	12	3	25,0%
Totale	835	582	253	43,5%

Gli **investimenti** ammontano a 835 milioni di euro, con un incremento di 253 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, e si riferiscono soprattutto alla realizzazione di nuovi impianti eolici e fotovoltaici a seguito delle aggiudicazioni di progetti nel corso del 2017. Inoltre, si segnalano interventi sulla rete di distribuzione per sub-stazioni e trasformatori, interventi sulla linea e sostituzione degli apparati di misurazione e, nei mercati finali, le capitalizzazioni dei "contract cost" (50 milioni di euro).

Sud America

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni		
5.387	7.107	(1.720)	-24,2%	Termoelettrica	17.975	21.002	(3.027)	-14,4%	
9.860	8.130	1.730	21,3%	Idroelettrica	26.297	23.688	2.609	11,0%	
1.896	1.022	874	85,5%	Eolica	4.559	2.419	2.140	88,5%	
808	397	411	-	Altre fonti	2.259	945	1.314	-	
17.951	16.656	1.295	7,8%	Totale produzione netta	51.090	48.054	3.036	6,3%	
3.359	3.707	(348)	-9,4%	- di cui Argentina	10.654	11.486	(832)	-7,2%	
2.900	2.029	871	42,9%	- di cui Brasile	7.398	4.971	2.427	48,8%	
5.137	5.200	(63)	-1,2%	- di cui Cile	15.238	14.947	291	1,9%	
4.224	3.921	303	7,7%	- di cui Colombia	10.956	11.364	(408)	-3,6%	
2.263	1.765	498	28,2%	- di cui Perù	6.707	5.174	1.533	29,6%	
68	34	34	-	- di cui altri Paesi	137	112	25	22,3%	

La produzione netta effettuata dei primi nove mesi del 2018 è pari a 51.090 milioni di kWh, con un incremento di 3.036 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017.

Tale incremento è dovuto principalmente alla maggiore produzione idroelettrica e da altre fonti rinnovabili in Brasile e Cile a seguito delle più favorevoli condizioni di idraulicità che hanno caratterizzato tali Paesi nel periodo in esame e per l'acquisizione, avvenuta a fine 2017, della centrale di Volta Grande in Brasile. La riduzione della produzione da fonte termoelettrica, particolarmente concentrata in Cile, Argentina e Brasile a seguito dell'indisponibilità degli impianti di Tarapacá, Costanera e Fortaleza, è in parte compensata dalla maggiore produzione rilevata in Perù.

Nel terzo trimestre 2018 la produzione netta, pari a 17.951 milioni di kWh, si è incrementata di 1.295 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017, in conseguenza del già citato aumento della produzione degli impianti idroelettrici e da fonti rinnovabili che è stato in minima parte compensato da una riduzione della produzione degli impianti tradizionali e in particolare di quelli a ciclo combinato.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi						
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni					
93	1,7%	87	1,3%	6	6,9%	Olio combustibile	316	1,7%	733	3,4%	(417)	-56,9%
4.453	79,2%	5.619	81,7%	(1.166)	-20,8%	Gas naturale	15.238	81,4%	17.050	78,2%	(1.812)	-10,6%
878	15,6%	552	8,0%	326	59,1%	Carbone	2.759	14,7%	2.991	13,7%	(232)	-7,8%
195	3,5%	620	9,0%	(425)	-68,5%	Altri combustibili	417	2,2%	1.016	4,7%	(599)	-59,0%
5.619	100,0%	6.878	100,0%	(1.259)	-18,3%	Totale	18.730	100,0%	21.790	100,0%	(3.060)	-14,0%

La produzione termoelettrica lorda dei primi nove mesi del 2018 è pari a 18.730 milioni di kWh e registra un decremento di 3.060 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo precedente. Tale decremento è sostanzialmente riferibile al minor uso dei combustibili per minor ricorso alla generazione termica convenzionale in Argentina, Brasile e Cile. Nel terzo trimestre 2018 la produzione termoelettrica lorda si decrementa di 1.259 milioni di kWh rispetto al terzo trimestre 2017.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
33.924	22.863	11.061	48,4%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	83.359	67.718	15.641	23,1%
4.573	4.552	21	0,5%	- di cui Argentina	13.615	13.642	(27)	-0,2%
19.619	8.703	10.916	-	- di cui Brasile	40.962	25.553	15.409	60,3%
4.225	4.200	25	0,6%	- di cui Cile	12.355	12.274	81	0,7%
3.563	3.493	70	2,0%	- di cui Colombia	10.443	10.276	167	1,6%
1.944	1.915	29	1,5%	- di cui Perù	5.984	5.973	11	0,2%

L'energia trasportata nei primi nove mesi del 2018 è pari a 83.359 milioni di kWh (33.924 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018) e registra un incremento pari a 15.641 milioni di kWh (+11.061 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018), concentrato in particolar modo in Brasile in conseguenza anche del consolidamento di Enel Distribuição Goiás, a partire dal mese di febbraio 2017 e dell'acquisizione di Eletropaulo, società di distribuzione elettrica brasiliana.

Vendite di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
26.347	18.516	7.831	42,3%	Totale	65.224	55.779	9.445	16,9%
3.844	3.857	(13)	-0,3%	- di cui Argentina	11.394	11.500	(106)	-0,9%
15.169	7.298	7.871	-	- di cui Brasile	32.203	22.285	9.918	44,5%
3.226	3.395	(169)	-5,0%	- di cui Cile	9.673	9.972	(299)	-3,0%
2.464	2.366	98	4,1%	- di cui Colombia	6.856	6.995	(139)	-2,0%
1.644	1.600	44	2,8%	- di cui Perù	5.098	5.027	71	1,4%

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2018 ammonta a 65.224 milioni di kWh (26.347 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018) e registra un incremento di 9.445 milioni di kWh (+7.831 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018). Analogamente a quanto commentato sopra l'incremento è da ascrivere all'aumento delle vendite in Brasile a seguito dell'acquisizione di Eletropaulo che è stato in parte compensato da una riduzione negli altri Paesi.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro	Primi nove mesi					
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
3.839	3.317	522	15,7%	Ricavi e altri proventi	10.432	9.830	602	6,1%
1.002	1.059	(57)	-5,4%	Margine operativo lordo	3.016	3.117	(101)	-3,2%
646	751	(105)	-14,0%	Risultato operativo	2.018	2.138	(120)	-5,6%
				Investimenti	1.380	2.094	(714)	-34,1%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2018.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	(11)	380	(391)	-
Brasile	2.100	1.264	836	66,1%
Cile	827	866	(39)	-4,5%
Colombia	592	520	72	13,8%
Perù	328	284	44	15,5%
Altri Paesi	3	3	-	-
Totale	3.839	3.317	522	15,7%

I ricavi e altri proventi del terzo trimestre 2018 registrano un incremento di 522 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Brasile per 836 milioni di euro, riconducibili per 961 milioni di euro all'acquisizione, avvenuta in data 7 giugno 2018, di Eletropaulo nonché ai maggiori ricavi rilevati da Enel Green Power Projetos I, società titolare dal 28 settembre 2017 di una concessione trentennale sulla centrale idroelettrica di Volta Grande (13 milioni di euro). Rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente tale incremento è stato parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi per vendite e servizi sia di Enel Distribuição Goiás (33 milioni di euro) sia di Enel Distribuição Rio de Janeiro (80 milioni di euro), nonché dallo sfavorevole andamento del tasso di cambio;
- > maggiori ricavi in Colombia per 72 milioni di euro riferiti principalmente all'effetto combinato dell'aumento delle tariffe medie di distribuzione e delle maggiori vendite di energia durante il terzo trimestre 2018 (68 milioni di euro) i cui effetti sono stati compensati dall'andamento negativo del tasso di cambio;
- > maggiori ricavi in Perù per 44 milioni di euro, principalmente per l'incremento tariffario dovuto alla rifatturazione ai clienti di un nuovo onere relativo alla qualità del servizio rilevato;
- > minori ricavi in Argentina per 391 milioni di euro, dovuti in particolare all'effetto fortemente negativo dei cambi derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro anche in ragione dello scenario macroeconomico del Paese inserito nelle economie iperinflazionate a partire dal 1° luglio 2018;
- > decremento dei ricavi in Cile per 39 milioni di euro dovuto all'effetto combinato di minori vendite verso imprese distributrici e minori vendite verso clienti dovute al passaggio dal mercato regolato al libero, nonché all'effetto sfavorevole del cambio.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	(6)	128	(134)	-
Brasile	319	250	69	27,6%
Cile	291	315	(24)	-7,6%
Colombia	285	268	17	6,3%
Perù	110	95	15	15,8%
Altri Paesi	3	3	-	-
Totale	1.002	1.059	(57)	-5,4%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.002 milioni di euro, con un decremento di 57 milioni di euro (-5,4%) rispetto all'analogo periodo del 2017 a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Argentina per 134 milioni di euro, dovuto in particolare all'effetto cambi fortemente negativo derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro anche in ragione dello scenario macroeconomico del Paese inserito nelle economie iperinflazionate a partire dal 1° luglio 2018;
- > un minore margine operativo lordo in Cile per 24 milioni di euro a seguito della riduzione dei ricavi per vendita di energia per l'effetto combinato di minori vendite verso imprese distributrici rispetto al periodo precedente e a minori vendite verso clienti dovute al passaggio dal mercato regolato al libero;
- > un aumento del margine operativo lordo in Perù per 15 milioni di euro, principalmente connesso ai migliori risultati conseguiti dalla generazione rinnovabile;
- > un incremento del margine in Colombia per 17 milioni di euro che dipendono principalmente dall'aumento delle vendite di energia durante il terzo trimestre;
- > un incremento del margine in Brasile per 69 milioni di euro sostanzialmente per le variazioni di perimetro relative a Eletropaulo (90 milioni di euro), Enel Distribuição Goiás (21 milioni di euro) ed Enel Green Power Projetos I (11 milioni di euro). Tale incremento è stato solo in parte compensato dalla riduzione del margine di Enel Generación Fortaleza (57 milioni di euro) per l'interruzione di forniture da parte di Petrobras, nonché dallo sfavorevole andamento del tasso di cambio rispetto all'euro.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	(34)	104	(138)	-
Brasile	153	124	29	23,4%
Cile	212	233	(21)	-9,0%
Colombia	238	226	12	5,3%
Perù	74	62	12	19,4%
Altri Paesi	3	2	1	50,0%
Totale	646	751	(105)	-14,0%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2018, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 356 milioni di euro (308 milioni di euro nel terzo trimestre 2017) è pari a 646 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2017 un decremento di 105 milioni di euro. In particolare, l'incremento degli ammortamenti e perdite di valore risente dei maggiori ammortamenti relativi agli impianti eolici e fotovoltaici entrati in funzione in Brasile e Perù e della variazione di perimetro connessa al consolidamento, a partire dal mese di giugno 2018, di Eletropaulo.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	785	1.119	(334)	-29,8%
Brasile	4.635	3.442	1.193	34,7%
Cile	2.367	2.757	(390)	-14,1%
Colombia	1.688	1.590	98	6,2%
Perù	949	913	36	3,9%
Altri Paesi	8	9	(1)	-11,1%
Totale	10.432	9.830	602	6,1%

I **ricavi e altri proventi** dei primi nove mesi del 2018 registrano un incremento di 602 milioni di euro; tale incremento è principalmente riconducibile a:

- > un forte incremento dei ricavi in Brasile per 1.193 milioni di euro, connesso in particolare alle variazioni di perimetro relative a Eletropaulo (1.270 milioni di euro) ed Enel Green Power Projetos I, società titolare dal 28 settembre 2017 di una concessione trentennale sulla centrale idroelettrica di Volta Grande (53 milioni di euro) nonché ai maggiori ricavi delle società di distribuzione di Goiás e Rio de Janeiro per le revisioni tariffarie applicate (271 milioni di euro) e nelle società Enel Green Power Cachoeira Dourada ed Enel Distribuição Ceará per le maggiori quantità di energia vendute (128 milioni di euro). Tali effetti positivi sono stati solo in parte compensati dall'effetto cambio negativo per 814 milioni di euro dovuto al deprezzamento del real brasiliano rispetto all'euro;
- > maggiori ricavi in Colombia per 98 milioni di euro, per effetto dell'incremento delle tariffe in parte compensato dall'andamento negativo del cambio (83 milioni di euro);
- > incremento dei ricavi in Perù per 36 milioni di euro, principalmente per effetto dell'incremento tariffario dovuto alla rifatturazione ai clienti dell'onere relativo alla qualità del servizio compensato in parte dall'effetto cambio negativo (61 milioni di euro);
- > minori ricavi in Argentina per 334 milioni di euro sostanzialmente riferibili all'effetto cambi fortemente negativo per il deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro (475 milioni di euro) solo parzialmente compensato dagli incrementi tariffari della distribuzione;
- > un decremento dei ricavi in Cile per 390 milioni di euro, sostanzialmente a seguito della riduzione dei ricavi per vendita energia dovuti all'effetto combinato di minori vendite a imprese distributrici e a minori vendite verso clienti dovute al passaggio dal mercato regolato al mercato libero (101 milioni di euro), della plusvalenza rilevata nel primo trimestre 2017 per la cessione di Electrogas (144 milioni di euro) nonché allo sfavorevole andamento del cambio (64 milioni di euro).

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	202	271	(69)	-25,5%
Brasile	875	707	168	23,8%
Cile	792	980	(188)	-19,2%
Colombia	793	815	(22)	-2,7%
Perù	347	337	10	3,0%
Altri Paesi	7	7	-	-
Totale	3.016	3.117	(101)	-3,2%

Il **margin**e operativo lordo ammonta a 3.016 milioni di euro, con un decremento di 101 milioni di euro (-3,2%) rispetto all'analogo periodo del 2017 a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Argentina per 69 milioni di euro, dovuto in particolare all'effetto del tasso di cambio fortemente negativo derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro (pari a 123 milioni di euro) sul cui corso incide negativamente l'elevato tasso di inflazione del Paese, inserito dal 1° luglio 2018 tra le economie iperinflazionate;
- > un minor margine operativo lordo in Cile per 188 milioni di euro che risente in misura prevalente della plusvalenza sopra citata a cui si aggiunge il negativo andamento dei cambi (pari a 20 milioni di euro);
- > un aumento del margine operativo lordo in Perù per 10 milioni di euro, principalmente connesso all'incremento tariffario descritto nei ricavi parzialmente compensato dallo sfavorevole andamento del cambio (pari a 22 milioni di euro);
- > un decremento del margine in Colombia per 22 milioni di euro, da attribuire ai maggiori costi di acquisto di energia elettrica sul mercato spot a prezzi più elevati e a un andamento sfavorevole del tasso di cambio (pari a 39 milioni di euro);
- > un incremento del margine in Brasile per 168 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del più alto risultato registrato dalle attività rinnovabili in Brasile (125 milioni di euro, di cui 46 milioni riferibili a Enel Green Power Projetos I, consolidata solo a partire da novembre 2017), dell'acquisizione di Eletropaulo (105 milioni di euro) e del maggior margine di Enel Distribución Goiás (79 milioni di euro) connesso essenzialmente a operazioni di efficientamento poste in essere dalla società (63 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo in parte compensati dalla riduzione dei margini di Fortaleza (86 milioni di euro) per i maggiori costi di approvvigionamento e di Enel Distribuição Ceará (61 milioni di euro) per l'incremento costi operativi, nonché dallo sfavorevole andamento del tasso di cambio (pari a 154 milioni di euro).

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	126	195	(69)	-35,4%
Brasile	440	300	140	46,7%
Cile	552	730	(178)	-24,4%
Colombia	657	685	(28)	-4,1%
Perù	238	223	15	6,7%
Altri Paesi	5	5	-	-
Totale	2.018	2.138	(120)	-5,6%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2018, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 998 milioni di euro (979 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017), è pari a 2.018 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2017, un decremento di 120 milioni di euro. Tale riduzione risente oltre che degli effetti commentati sopra anche dei maggiori ammortamenti e impairment, per 19 milioni di euro a seguito dell'entrata in funzione degli impianti eolici e fotovoltaici in Brasile e per l'ingresso nel perimetro di consolidamento di Eletropaulo.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	91	132	(41)	-31,1%
Brasile	617	1.143	(526)	-46,0%
Cile	286	342	(56)	-16,4%
Colombia	251	176	75	42,6%
Perù	135	301	(166)	-55,1%
Totale	1.380	2.094	(714)	-34,1%

Gli **investimenti** ammontano a 1.380 milioni di euro con un decremento di 714 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare gli investimenti dei primi nove mesi del 2018 si riferiscono soprattutto a interventi sulle reti di distribuzione in Brasile, Colombia, Argentina e Perù. La riduzione degli investimenti rispetto ai primi nove mesi del 2017 è da attribuire al completamento di alcuni impianti da fonte eolica e solare in Brasile e Perù.

Europa e Nord Africa

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
10.506	10.749	(243)	-2,3%	Termoelettrica	28.504	29.074	(570)	-2,0%
1	-	1	-	Idroelettrica	27	18	9	50,0%
310	424	(114)	-26,9%	Eolica	1.210	1.325	(115)	-8,7%
55	49	6	12,2%	Altre fonti	136	124	12	9,7%
10.872	11.222	(350)	-3,1%	Totale produzione netta	29.877	30.541	(664)	-2,2%
10.506	10.749	(243)	-2,3%	- di cui Russia	28.504	29.074	(570)	-2,0%
366	473	(107)	-22,6%	- di cui altri Paesi	1.373	1.467	(94)	-6,4%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nei primi nove mesi del 2018 è pari a 29.877 milioni di kWh, con un decremento di 664 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017 principalmente riferibile al calo della generazione degli impianti in Russia.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi					
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni			
5.872	53,2%	6.056	53,6%	(184) -3,0%	Gas naturale	15.601	51,9%	15.901	51,9%	(300) -1,9%
5.168	46,8%	5.241	46,4%	(73) -1,4%	Carbone	14.455	48,1%	14.762	48,1%	(307) -2,1%
11.040	100,0%	11.297	100,0%	(257) -2,3%	Totale	30.056	100,0%	30.663	100,0%	(607) -2,0%

La produzione termoelettrica lorda dei primi nove mesi del 2018 ha fatto registrare un decremento di 607 milioni di kWh, attestandosi a 30.056 milioni di kWh. Il decremento del periodo evidenzia in Russia un minor ricorso alla produzione dagli impianti a ciclo combinato e a carbone.

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
3.967	3.926	41	1,0%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	11.631	11.454	177	1,5%

L'energia trasportata, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 177 milioni di kWh (+1,5%), passando da 11.454 milioni di kWh a 11.631 milioni di kWh nei primi nove mesi del 2018. L'incremento deriva principalmente dai nuovi allacci effettuati ai clienti business.

Vendite di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
1.900	1.800	100	5,6%	Mercato libero	5.582	4.431	1.151	26,0%
651	947	(296)	-31,3%	Mercato regolato	2.214	3.169	(955)	-30,1%
2.551	2.747	(196)	-7,1%	Totale	7.796	7.600	196	2,6%
2.551	2.747	(196)	-7,1%	- di cui Romania	7.796	7.600	196	2,6%

Le vendite di energia effettuate nei primi nove mesi del 2018 registrano un incremento di 196 milioni di kWh passando da 7.600 milioni di kWh a 7.796 milioni di kWh. Tale incremento è riferibile alle maggiori vendite di energia elettrica in Romania, dove per l'effetto della progressiva liberalizzazione del mercato, le vendite sul mercato libero hanno superato quelle sul mercato regolato.

Nel terzo trimestre si registra una flessione nell'incremento del mercato libero rispetto all'andamento dei primi nove mesi.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
571	593	(22)	-3,7%	Ricavi e altri proventi	1.704	1.750	(46)	-2,6%
126	132	(6)	-4,5%	Margine operativo lordo	380	409	(29)	-7,1%
70	81	(11)	-13,6%	Risultato operativo	221	253	(32)	-12,6%
				Investimenti	216	208 ⁽¹⁾	8	3,8%

(1) Il dato non include 27 milioni di euro relativi 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 2018.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	3° trimestre		
	2018	2017	Variazioni
Romania	304	293	11 3,8%
Russia	247	277	(30) -10,8%
Altri Paesi	20	23	(3) -13,0%
Totale	571	593	(22) -3,7%

I **ricavi e altri proventi** del terzo trimestre 2018 risultano pari a 571 milioni di euro, con un decremento di 22 milioni di euro (-3,7%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > alla riduzione dei ricavi in Russia per 30 milioni di euro per effetto del calo dei prezzi e della produzione;
- > all'aumento dei ricavi in Romania per 11 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai maggiori volumi trasportati e venduti.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	64	57	7	12,3%
Russia	48	60	(12)	-20,0%
Altri Paesi	14	15	(1)	-6,7%
Totale	126	132	(6)	-4,5%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 126 milioni di euro, registrando un decremento di 6 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2017. Tale variazione è principalmente relativa:

- > alla riduzione del margine operativo lordo in Russia per 12 milioni di euro, che riflette l'andamento negativo del margine di generazione;
- > a un aumento del margine operativo lordo in Romania per 7 milioni di euro che risente dell'aumento dei ricavi, parzialmente compensato da maggiori costi operativi.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	28	25	3	12,0%
Russia	33	45	(12)	-26,7%
Altri Paesi	9	11	(2)	-18,2%
Totale	70	81	(11)	-13,6%

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2018 è pari a 70 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2017, un decremento di 11 milioni di euro oltre a riflettere le variazioni già commentate nel precedente paragrafo tiene conto dei maggiori ammortamenti e perdite di valore per 5 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	918	847	71	8,4%
Russia	723	834	(111)	-13,3%
Altri Paesi	63	69	(6)	-8,7%
Totale	1.704	1.750	(46)	-2,6%

I **ricavi e altri proventi** dei primi nove mesi del 2018 risultano pari a 1.704 milioni di euro, con un decremento di 46 milioni di euro (-2,6%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale calo è connesso:

- > ai minori ricavi in Russia per 111 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (82 milioni di euro) a cui si associa un calo dei prezzi e della produzione;
- > all'incremento dei ricavi in Romania per 71 milioni di euro, riferibile ai maggiori volumi trasportati e venduti.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	180	171	9	5,3%
Russia	156	200	(44)	-22,0%
Altri Paesi	44	38	6	15,8%
Totale	380	409	(29)	-7,1%

Il **margin**e operativo lordo ammonta a 380 milioni di euro, registrando un decremento di 29 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2017. Tale andamento è principalmente relativo:

- > a una riduzione del margine operativo lordo rilevata in Russia per 44 milioni di euro prevalentemente per il già citato effetto cambio e per il minor margine di generazione;
- > a un aumento del margine in Romania per 9 milioni di euro, derivante dal suddetto incremento dei ricavi parzialmente compensato da maggiori costi operativi.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	78	71	7	9,9%
Russia	111	156	(45)	-28,8%
Altri Paesi	32	26	6	23,1%
Totale	221	253	(32)	-12,6%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2018 è pari a 221 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 32 milioni di euro completamente attribuibile alla Russia, dove il minor risultato risente della diminuzione del margine. L'andamento negativo è solo in parte compensato dal maggior risultato rilevato in Romania e negli altri Paesi.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	104	79	25	31,6%
Russia	48	73	(25)	-34,2%
Altri Paesi	64	56 ⁽¹⁾	8	14,3%
Totale	216	208	8	3,8%

(1) Il dato non include 27 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** ammontano a 216 milioni di euro, in aumento di 8 milioni rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa:

- > all'incremento di 8 milioni di euro riferibile principalmente alla Grecia per 24 milioni di euro, parzialmente compensato dal decremento degli investimenti in Germania per 16 milioni di euro per effetto della vendita di Erdwärme;
- > all'incremento in Romania interamente compensato dal decremento rilevato in Russia per 25 milioni di euro, dovuto principalmente al fermo dell'impianto di Reftinskaya.

Nord e Centro America

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni	
699	671	28	4,2%	Idroelettrica		2.233	1.858	375	20,2%
1.648	1.225	423	34,5%	Eolica		6.294	4.679	1.615	34,5%
525	81	444	-	Altre fonti		1.096	156	940	602,6%
2.872	1.977	895	45,3%	Totale produzione netta		9.623	6.693	2.930	43,8%
1.299	915	384	42,0%	- di cui Stati Uniti e Canada		5.202	3.526	1.676	47,5%
933	457	476	-	- di cui Messico		2.319	1.477	842	57,0%
390	319	71	22,3%	- di cui Panama		1.472	1.049	423	40,3%
250	286	(36)	-12,6%	- di cui altri Paesi		630	641	(11)	-1,7%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nei primi nove mesi del 2018 è pari a 9.623 milioni di kWh, con un incremento di 2.930 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore generazione da fonte eolica negli Stati Uniti e Canada (+1.676 milioni di kWh) a seguito dell'entrata in esercizio a fine 2017 degli impianti di Rock Creek, Thunder Ranch e Red Dirt; a tale incremento si aggiungono maggiori quantità generate in Messico (+842 milioni di kWh) da fonte prevalentemente solare, a seguito dell'entrata in esercizio degli impianti Villanueva e Don José, e maggiori quantità prodotte da fonte idroelettrica in Panama (+423 milioni di kWh). Il suddetto incremento è stato parzialmente compensato dalle minori quantità prodotte in Guatemala. Analoghi andamenti si rilevano per quanto riguarda il terzo trimestre 2018.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro			Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni	
400	243	157	64,6%	Ricavi e altri proventi		956	608	348	57,2%
189	108	81	75,0%	Margine operativo lordo		479	326	153	46,9%
121	58	63	-	Risultato operativo		285	181	104	57,5%
				Investimenti		968 ⁽¹⁾	1.479	(511)	-34,6%

(1) Il dato non include 375 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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 2018.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	256	156	100	64,1%
Messico	90	36	54	-
Panama	34	31	3	9,7%
Altri Paesi	20	20	-	-
Totale	400	243	157	64,6%

I **ricavi e altri proventi** del terzo trimestre 2018 ammontano a 400 milioni di euro, con un incremento di 157 milioni di euro (+64,6%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, nonostante lo sfavorevole andamento del cambio. Tale variazione è connessa:

- > a un incremento dei ricavi in Nord America per 100 milioni di euro, da riferirsi principalmente ai maggiori ricavi della Global Business Line Enel X, in particolare da parte di EnerNOC (86 milioni di euro) ed eMotorWerks (2 milioni di euro), società entrambe acquisite nella seconda metà del 2017, nonché ai maggiori ricavi da tax partnership come conseguenza dello sviluppo di nuovi impianti di Enel Green Power North America (7 milioni di euro);
- > ai maggiori ricavi in Messico per 54 milioni di euro derivanti prevalentemente dalle maggiori vendite della società Kino Contractor dell'energia immessa nella rete nel periodo di pre-esercizio degli impianti realizzati;
- > all'incremento dei ricavi in Panama per 3 milioni di euro per effetto delle maggiori quantità di energia elettrica prodotte e vendute.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	80	53	27	50,9%
Messico	72	23	49	-
Panama	24	20	4	20,0%
Altri Paesi	13	12	1	8,3%
Totale	189	108	81	75,0%

Il **marginе operativo lordo** ammonta, nel terzo trimestre 2018, a 189 milioni di euro, in incremento di 81 milioni di euro (+75,0%) rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale incremento è riferibile:

- > al maggior margine realizzato in Nord America per 27 milioni di euro derivante prevalentemente dal margine operativo lordo positivo relativo all'acquisizione di EnerNOC;
- > all'incremento del margine in Messico per 49 milioni di euro, legato fondamentalmente all'incremento dei ricavi sopra commentato, solo parzialmente compensato dall'incremento dei costi;
- > a un incremento del margine realizzato in Panama per 4 milioni di euro a seguito dei maggiori ricavi di vendita energia come sopra commentato;
- > a un incremento del margine degli altri Paesi per 1 milione di euro.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	36	26	10	38,5%
Messico	60	11	49	-
Panama	20	17	3	17,6%
Altri Paesi	5	4	1	25,0%
Totale	121	58	63	-

Il **risultato operativo**, pari a 121 milioni di euro, registra un incremento di 63 milioni di euro, in relazione alla maggiore marginalità conseguita, parzialmente compensata dai maggiori ammortamenti e perdite di valore per 18 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	595	335	260	77,6%
Messico	186	106	80	75,5%
Panama	118	112	6	5,4%
Altri Paesi	57	55	2	3,6%
Totale	956	608	348	57,2%

I **ricavi e altri proventi** dei primi nove mesi del 2018 si attestano a 956 milioni di euro con un incremento di 348 milioni di euro (+57,2%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > a un aumento dei ricavi in Stati Uniti e Canada per 260 milioni di euro, analogamente a quanto sopra commentato, da riferirsi principalmente ai maggiori ricavi della Global Business Line Enel X per 210 milioni di euro, in particolare da parte di EnerNOC (205 milioni di euro) ed eMotorWerks (5 milioni di euro), e da maggiori ricavi da tax partnership per 45 milioni di euro;
- > ai maggiori ricavi in Messico per 80 milioni di euro, da riferire principalmente alle vendite della società Kino Contractor dell'energia immessa nella rete nel periodo di pre-esercizio degli impianti realizzati;
- > all'incremento dei ricavi in Panama per 6 milioni di euro da attribuire alle maggiori quantità di energia elettrica vendute;
- > ai maggiori ricavi negli altri Paesi per 2 milioni di euro, riferiti a un incremento dei ricavi in Guatemala per 4 milioni di euro, parzialmente compensati dai minori ricavi in Costa Rica per 2 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	205	146	59	40,4%
Messico	147	72	75	-
Panama	89	74	15	20,3%
Altri Paesi	38	34	4	11,8%
Totale	479	326	153	46,9%

Il **margin**e operativo lordo dei primi nove mesi del 2018 ammonta a 479 milioni di euro, in incremento di 153 milioni di euro (+46,9%) rispetto ai primi nove mesi del 2017.

Tale incremento è riferibile, con le stesse motivazioni commentate precedentemente nei ricavi, essenzialmente al maggior margine realizzato in tutti i Paesi e in particolare negli Stati Uniti e Canada per 59 milioni di euro, Messico per 75 milioni di euro e Panama per 15 milioni di euro.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	78	70	8	11,4%
Messico	113	36	77	-
Panama	79	65	14	21,5%
Altri Paesi	15	10	5	50,0%
Totale	285	181	104	57,5%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2018, pari a 285 milioni di euro, registra un incremento di 104 milioni di euro, che risente del maggior margine operativo lordo, in parte compensato da maggiori ammortamenti e impairment per 49 milioni di euro prevalentemente negli Stati Uniti e riferiti al consolidamento di EnerNOC e all'entrata in esercizio di nuovi impianti di Rock Creek, Red Dirt e Thunder Ranch.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	858	993	(135)	-13,6%
Messico	101 ⁽¹⁾	452	(351)	-77,7%
Panama	5	8	(3)	-37,5%
Altri Paesi	4	26	(22)	-84,6%
Totale	968	1.479	(511)	-34,6%

(1) Il dato non include 375 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2018 ammontano a 968 milioni di euro in decremento di 511 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente da attribuire prevalentemente ai minori investimenti negli Stati Uniti in impianti da fonte eolica e solare e in Messico in impianti fotovoltaici, solo parzialmente compensati dai maggiori investimenti messicani in impianti eolici.

Africa, Asia e Oceania

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni	
303	285	18	6,3%	Eolica		732	680	52	7,6%
129	132	(3)	-2,3%	Altre fonti		409	419	(10)	-2,4%
432	417	15	3,6%	Totale		1.141	1.099	42	3,8%
286	307	(21)	-6,8%	- di cui Sudafrica		861	825	36	4,4%
146	110	36	32,7%	- di cui India		280	274	6	2,2%

La produzione netta è pari nei primi nove mesi del 2018 a 1.141 milioni di kWh (432 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018), con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2017 di 42 milioni di kWh (15 milioni di kWh nel terzo trimestre 2018). Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore produzione di energia eolica (+52 milioni di kWh) connessa con la stagione dei monsoni in India e alla generazione realizzata in Sudafrica dall'impianto di Gibson Bay. Il decremento dell'energia solare (-10 milioni di kWh) registrata in Sudafrica è riferibile alle condizioni metereologiche avverse.

Nel terzo trimestre 2018 si registra un incremento della produzione di 15 milioni di kWh, tale incremento è dovuto alla maggiore produzione eolica in India, parzialmente compensato dal decremento realizzato in Sudafrica per un fenomeno di stagionalità.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro				Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni	
25	26	(1)	-3,8%	Ricavi e altri proventi		73	72	1	1,4%
13	19	(6)	-31,6%	Margine operativo lordo		40	47	(7)	-14,9%
4	8	(4)	-50,0%	Risultato operativo		6	15	(9)	-60,0%
				Investimenti		97	25	72	-

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 2018.

Risultati economici del terzo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Sudafrica	19	20	(1)	-5,0%
India	6	6	-	-
Totale	25	26	(1)	-3,8%

I **ricavi e altri proventi** del terzo trimestre 2018 ammontano a 25 milioni di euro, con un decremento di 1 milione di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente registrato in particolare in Sudafrica per una minore produzione legata a un fenomeno di stagionalità.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Sudafrica	10	16	(6)	-37,5%
India	5	3	2	66,7%
Altri Paesi	(2)	-	(2)	-
Totale	13	19	(6)	-31,6%

Il **marginale operativo lordo** ammonta, nel terzo trimestre 2018, a 13 milioni di euro, in decremento di 6 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017 a seguito degli stessi fenomeni commentati nei ricavi e dei maggiori costi registrati in Marocco e Australia.

Risultato operativo

Milioni di euro	3° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Sudafrica	1	6	(5)	-83,3%
India	4	2	2	-
Altri Paesi	(1)	-	(1)	-
Totale	4	8	(4)	-50,0%

Il **risultato operativo**, pari a 4 milioni di euro, registra un decremento di 4 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 2 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Sudafrica	60	58	2	3,4%
India	13	14	(1)	-7,1%
Totale	73	72	1	1,4%

I **ricavi e altri proventi** dei primi nove mesi del 2018 si attestano a 73 milioni di euro con un incremento di 1 milione di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale aumento è riconducibile ai più alti ricavi conseguiti grazie alla maggiore produzione e vendita di energia eolica in Sudafrica.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Sudafrica	36	40	(4)	-10,0%
India	9	8	1	12,5%
Altri Paesi	(5)	(1)	(4)	-
Totale	40	47	(7)	-14,9%

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2018 ammonta a 40 milioni di euro, in decremento di 7 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2017. La variazione è riferita ai più alti costi rilevati in Sudafrica, Marocco e Australia.

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Sudafrica	7	13	(6)	-46,2%
India	5	3	2	66,7%
Altri Paesi	(6)	(1)	(5)	-
Totale	6	15	(9)	-60,0%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2018, pari a 6 milioni di euro, registra un decremento di 9 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 2 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Sudafrica	69	22	47	-
India	24	2	22	-
Altri Paesi	4	1	3	-
Totale	97	25	72	-

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2018 ammontano a 97 milioni di euro in incremento di 72 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente ai nuovi progetti in Sudafrica (Round 4) e India (Coral).

Altro, elisioni e rettifiche

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2018	2017	Variazioni		2018	2017	Variazioni
319	122	197	- Ricavi e altri proventi (al netto delle elisioni)	535	276	259 93,8%
133	(64)	197	- Margine operativo lordo	(50)	(230)	180 -78,3%
127	(68)	195	- Risultato operativo	(68)	(241)	173 -71,8%
			Investimenti	61	8	53 -

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi e altri proventi**, al netto delle elisioni, del terzo trimestre 2018 risultano pari a 319 milioni di euro, con un incremento di 197 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, da riferire sostanzialmente alla plusvalenza, pari a 152 milioni di euro, rilevata da Enel Green Power a seguito della cessione dell'80% del capitale sociale di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di altrettanti impianti in esercizio e in costruzione ("Progetto Kino") e alla rimisurazione al fair value della restante quota del Gruppo (40 milioni di euro).

Il **marginale operativo lordo** del terzo trimestre 2018, positivo per 133 milioni di euro, si incrementa di 197 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2017 per effetto di quanto commentato nei ricavi.

Il **risultato operativo**, pari a 127 milioni di euro, risulta in aumento di 195 milioni di euro rispetto al valore registrato nel terzo trimestre 2017.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi e altri proventi** dei primi nove mesi del 2018, al netto delle elisioni, risultano pari a 535 milioni di euro, con un incremento di 259 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (+93,8%).

Tale incremento è essenzialmente attribuibile:

- > alla plusvalenza, pari a 152 milioni di euro, rilevata da Enel Green Power a seguito della cessione dell'80% del capitale sociale di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di altrettanti impianti in esercizio e in costruzione ("Progetto Kino");
- > ai proventi rilevati per l'adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività del Gruppo a seguito della perdita del controllo delle otto SPV messicane (Progetto KINO) che ha comportato una rimisurazione al fair value del restante 20% (40 milioni di euro);
- > alla cessione delle funzioni Global di alcune società del Gruppo all'area Central;
- > alla nuova linea di business Enel X.

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2018, negativo per 50 milioni di euro, registra un incremento di 180 milioni di euro. Se si esclude da tale variazione le sopracitate plusvalenza e rimisurazione al fair value relative alla cessione delle otto SPV messicane, il margine risulta essere in calo di 12 milioni di euro riflettendo essenzialmente la

maggior incidenza dei costi con conseguente riduzione della marginalità unitaria relativa ad alcuni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo, nonché per la sopracitata entrata delle funzioni Global.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2018, è negativo per 68 milioni di euro e registra un incremento di 173 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, tenuto conto dei maggiori ammortamenti e perdite di valore per 7 milioni di euro, sostanzialmente in linea con l'andamento del margine.

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2018 ammontano a 61 milioni di euro, con un incremento di 53 milioni di euro rispetto al valore registrato nei primi nove mesi del 2017 e sono relativi prevalentemente alla nuova linea di business Enel X e a investimenti in software applicativi della holding e di Enel Green Power.

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 30.09.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	93.789	91.738	2.051	2,2%
- avviamento	14.989	13.746	1.243	9,0%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.880	1.598	282	17,6%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(6.650)	(1.677)	(4.973)	-
Totale attività immobilizzate nette	104.008	105.405	(1.397)	-1,3%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	13.860	14.529	(669)	-4,6%
- rimanenze	3.240	2.722	518	19,0%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.174)	(3.912)	738	18,9%
- altre attività/(passività) correnti nette	(6.085)	(6.311)	226	-3,6%
- debiti commerciali	(11.219)	(12.671)	1.452	11,5%
Totale capitale circolante netto	(3.378)	(5.643)	2.265	40,1%
Capitale investito lordo	100.630	99.762	868	0,9%
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(3.062)	(2.407)	(655)	-27,2%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.426)	(8.025)	1.599	19,9%
Totale fondi diversi	(9.488)	(10.432)	944	9,0%
Attività nette possedute per la vendita	81	241	(160)	-66,4%
Capitale investito netto	91.223	89.571	1.652	1,8%
Patrimonio netto complessivo	48.101	52.161	(4.060)	-7,8%
Indebitamento finanziario netto	43.122	37.410	5.712	15,3%

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2018 è pari a 91.223 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 48.101 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 43.122 milioni di euro. Quest'ultimo al 30 settembre 2018 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,90 (0,72 al 31 dicembre 2017). L'incremento percentuale della leva finanziaria è ascrivibile in particolare alla riduzione del patrimonio netto consolidato di Gruppo per effetto dell'applicazione retrospettiva dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 (3.688 milioni di euro) e alle operazioni straordinarie del periodo che hanno comportato un maggior indebitamento finanziario netto così come commentato sotto.

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 30.09.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	9.597	8.310	1.287	15,5%
- obbligazioni	39.334	32.285	7.049	21,8%
- debiti verso altri finanziatori	1.545	1.844	(299)	-16,2%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>50.476</i>	<i>42.439</i>	<i>8.037</i>	<i>18,9%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.670)	(2.444)	(226)	-9,2%
Indebitamento netto a lungo termine	47.806	39.995	7.811	19,5%
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.527	1.346	181	13,4%
- altri finanziamenti a breve verso banche	861	249	612	-
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>2.388</i>	<i>1.595</i>	<i>793</i>	<i>49,7%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	2.690	5.429	(2.739)	-50,5%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	210	225	(15)	-6,7%
Commercial paper	4.181	889	3.292	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	772	449	323	71,9%
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	317	307	10	3,3%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>8.170</i>	<i>7.299</i>	<i>871</i>	<i>11,9%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.770)	(1.094)	(676)	-61,8%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	-	(42)	42	-
Crediti finanziari - cash collateral	(2.741)	(2.664)	(77)	-2,9%
Altri crediti finanziari a breve termine	(1.071)	(589)	(482)	81,8%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(9.660)	(7.090)	(2.570)	-36,2%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(15.242)</i>	<i>(11.479)</i>	<i>(3.763)</i>	<i>-32,8%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(4.684)	(2.585)	(2.099)	81,2%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	43.122	37.410	5.712	15,3%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	(8)	1.364	(1.372)	-

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

L'indebitamento finanziario netto è pari a 43.122 milioni di euro al 30 settembre 2018, con un incremento di 5.712 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine evidenzia un incremento di 7.811 milioni di euro, quale saldo dell'aumento dei crediti finanziari per 226 milioni di euro e dell'incremento dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine per 8.037 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 9.597 milioni di euro, registrano un incremento di 1.287 milioni di euro dovuto principalmente a finanziamenti concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti a Endesa SA per 500 milioni di euro e a E-Distribuzione per 200 milioni di euro e al tiraggio di finanziamenti bancari a lungo termine da parte di

Endesa SA e delle società sudamericane. L'incremento è parzialmente compensato dalla riclassifica nella quota corrente dei finanziamenti bancari a lungo termine;

> le obbligazioni, pari a 39.334 milioni di euro, presentano un incremento di 7.049 milioni di euro rispetto a fine 2017 dovuto principalmente:

- a nuove emissioni di prestiti obbligazionari tra i quali si segnalano:
 - 1.250 milioni di euro relativi a un Green Bond a tasso fisso, con scadenza nel 2026, emesso da Enel Finance International a gennaio 2018;
 - 1.250 milioni di euro relativi a due prestiti obbligazionari ibridi a tasso fisso, con prima data di rimborso anticipato nel 2023 e 2026, emessi da Enel Finance International a maggio 2018;
 - 4.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 3.453 milioni di euro) relativi a un bond multi-tranche con scadenze 2023, 2025 e 2029, emesso da Enel Finance International a settembre 2018;
 - 2.879 milioni di euro relativi al controvalore di emissioni locali da parte delle società sudamericane.
- al riacquisto da parte di Enel Finance International di un prestito obbligazionario ibrido in euro, emesso nel 2013 con prima data di rimborso anticipato a gennaio 2019, per un ammontare di 732 milioni di euro;
- alle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, tra cui si evidenziano un prestito obbligazionario ibrido in euro emesso da Enel SpA per un valore residuo di 517 milioni di euro (tale bond è stato oggetto di un tender offer nel mese di maggio 2018), un prestito in sterline inglesi emesso da Enel SpA con scadenza giugno 2019 per 619 milioni di euro e prestiti emessi in moneta locale da società sudamericane per un controvalore totale di 302 milioni di euro;
- a differenze negative di cambio per 443 milioni di euro (tale importo comprende anche le differenze di cambio relative alla quota a breve dei prestiti obbligazionari).

Tra i principali prestiti obbligazionari scaduti nei primi nove mesi del 2018 si segnalano:

- 3.000 milioni di euro relativi a due prestiti obbligazionari retail a tasso fisso e a tasso variabile emessi da Enel SpA, scaduti nel mese di febbraio 2018;
- 512 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di aprile 2018;
- 591 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di giugno 2018;
- un controvalore di 694 milioni di euro relativo a obbligazioni emesse da società sudamericane.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 4.684 milioni di euro al 30 settembre 2018, con un incremento di 2.099 milioni di euro rispetto a fine 2017, quale risultante dell'incremento delle disponibilità e dei crediti finanziari a breve per 3.763 milioni di euro, solo parzialmente compensato dall'incremento dei debiti bancari a breve termine per 793 milioni di euro e dall'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 871 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 8.170 milioni di euro, sono incluse le emissioni di commercial paper in capo a Enel Finance International, International Endesa BV e alle società sudamericane per complessivi 4.181 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi pari a 2.690 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 2.741 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 772 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine sono pari a 15.242 milioni di euro, con un incremento di 3.763 milioni di euro rispetto a fine 2017, dovuto principalmente all'incremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 2.570 milioni di euro e all'incremento della quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine pari a 676 milioni di euro.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** dei primi nove mesi del 2018 è positivo per 7.120 milioni di euro, in diminuzione di 41 rispetto al valore rilevato nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente; il maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto è stato solo parzialmente compensato dal miglioramento del margine operativo lordo.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** dei primi nove mesi del 2018 ha assorbito liquidità per 6.955 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2017 ne aveva assorbita per 6.237 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 5.537 milioni di euro nei primi nove mesi del 2018, si decrementano di 10 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. I minori investimenti effettuati nel settore delle energie rinnovabili in Sud America e in Nord e Centro America, sono stati solo parzialmente compensati dai maggiori investimenti effettuati nelle reti di distribuzione di energia elettrica in Italia e Spagna.

Nei primi nove mesi del 2018, gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 1.465 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisto della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA, nonché all'acquisto della società di distribuzione elettrica spagnola Ceuta nella omonima città autonoma in Nord Africa.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 264 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione di E-Distribuzione in Enel Rete Gas, nonché alla cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale delle società messicane rientranti nel "Progetto Kino".

L'analoga voce nei primi nove mesi del 2017 ammonta a 19 milioni di euro e include principalmente la cessione di alcune società minori operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Spagna.

La liquidità assorbita dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi nove mesi del 2018, pari a 217 milioni di euro, è essenzialmente correlata all'acquisizione del 21% di Zacapa Topco SA RL, società veicolo nella quale è confluito il 100% di Ufinet International (150 milioni di euro).

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha generato liquidità per complessivi 2.558 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2017 ne aveva assorbita per 3.747 milioni di euro. Il flusso dei primi nove mesi del 2018 è sostanzialmente relativo:

- > all'incremento dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) per 7.342 milioni di euro;
- > a operazioni su non controlling interest per un importo pari a 1.413 milioni di euro e relative principalmente all'OPA lanciata da Enel Chile sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza;
- > al pagamento dei dividendi per 3.371 milioni di euro, che includono per 1.068 milioni di euro il pagamento dell'acconto sul dividendo pari a 0,105 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 8 novembre 2017.

Nei primi nove mesi del 2018 il cash flow generato dall'attività operativa per 7.120 milioni di euro, nonché dall'attività di finanziamento per 2.558 milioni di euro hanno fronteggiato il fabbisogno dell'attività di investimento pari a 6.955 milioni di euro. La differenza trova riscontro nell'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2018

risultano pari a 9.668 milioni di euro a fronte di 7.121 milioni di euro di fine 2017. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 176 milioni di euro.

Fatti di rilievo del terzo trimestre 2018

Enel finalizza l'acquisizione del 21% di Ufinet International

Il 3 luglio 2018 Enel tramite Enel X International, interamente controllata da Enel X, la società per soluzioni energetiche avanzate del Gruppo, ha finalizzato l'acquisizione da una holding controllata da Sixth Cinven Fund (fondo gestito dalla società di private equity internazionale Cinven), a fronte di un investimento di 150 milioni di euro, di circa il 21% del capitale di una società veicolo ("NewCo"), nella quale è confluito il 100% di Ufinet International, operatore wholesale di reti in fibra ottica leader in Sud America. Sixth Cinven Fund, a sua volta, detiene circa il 79% del capitale della NewCo. Come annunciato lo scorso 25 giugno, in base agli accordi tra le parti, con il closing dell'operazione Enel X International ha un'opzione call per acquisire la partecipazione di Sixth Cinven Fund, che potrà esercitare tra il 31 dicembre 2020 e il 31 dicembre 2021, a fronte di un investimento aggiuntivo compreso fra 1.320 milioni di euro e 2.100 milioni di euro e definito sulla base di determinati indicatori di performance. Enel X International e Sixth Cinven Fund detengono il controllo congiunto di Ufinet International, ciascuno esercitando il 50% dei diritti di voto nell'Assemblea degli azionisti della NewCo. Nel caso in cui Enel X International non eserciti l'opzione call entro il 31 dicembre 2021, verrà meno il suo controllo congiunto sulla NewCo. In tale ipotesi, Sixth Cinven Fund potrà vendere la sua partecipazione con diritto di drag along su quella di Enel X International, mentre quest'ultima avrà un diritto di tag along nel caso in cui Sixth Cinven Fund riduca la propria partecipazione al di sotto del 50% del capitale della NewCo.

Ufinet International, per la dimensione delle sue attività, per il modello di business sviluppato e per il footprint geografico, rappresenta per il Gruppo Enel una significativa opportunità per accelerare lo sviluppo nel settore della banda ultra larga in Sud America che, in linea con il Piano Strategico 2018-2020 del Gruppo, è parte degli obiettivi di business di Enel X. Con questa operazione, il Gruppo raggiunge un posizionamento immediato nel mercato sudamericano dei servizi a valore aggiunto, accelerandone lo sviluppo tramite competenze e tecnologie già consolidate da Ufinet International e accedendo a un vasto portafoglio di clienti in un'area geografica caratterizzata da elevati tassi di crescita e di urbanizzazione.

Enel raggiunge il 95,88% in Eletropaulo

Enel, il 16 luglio 2018, ha annunciato che Enel Brasil Investimentos Sudeste SA ("Enel Sudeste"), società controllata da Enel, ha ricevuto conferma che nel periodo compreso tra il 5 giugno e il 4 luglio 2018, secondo quanto previsto dalla normativa della Borsa brasiliana, gli azionisti di Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA ("Eletropaulo") le hanno venduto ulteriori 33.359.292 azioni di Eletropaulo, pari al 19,9% del capitale sociale, per il medesimo corrispettivo di 45,22 real brasiliani per azione previsto per l'offerta pubblica volontaria effettuata da Enel Sudeste per acquistare l'intero capitale della Società. La partecipazione complessiva posseduta da Enel Sudeste aumenta quindi al 93,31% del capitale di Eletropaulo dal precedente 73,38%. Tenendo in considerazione le azioni proprie la percentuale si incrementa al 95,05% ed è stata, nel corso del mese di settembre 2018, ulteriormente aumentata al 95,88% per la maggiore sottoscrizione da parte di Enel Sudeste dell'aumento di capitale di Eletropaulo.

Avviata la fusione per incorporazione in Enel di Enel Holding Cile e Hydromac Energy

In data 16 luglio 2018 Enel ha annunciato di aver depositato presso il Registro delle Imprese di Roma il progetto di fusione per incorporazione in Enel di Enel Holding Cile Srl ("Enel Holding Cile"), società interamente partecipata da Enel in via diretta, e Hydromac Energy Srl ("Hydromac Energy"), società interamente partecipata da Enel per il tramite di Enel Holding Cile, approvato dagli organi di amministrazione delle suddette società.

L'operazione si inquadra nell'ambito del processo di semplificazione della struttura societaria del Gruppo, che rappresenta uno dei principi fondamentali del Piano Strategico 2018-2020 di Enel. In particolare, l'operazione consentirà di consolidare in capo a Enel la partecipazione del Gruppo in Enel Chile SA pari al 61,93%, attualmente detenuta, in via diretta, dalla stessa Enel per il 43,03% e, in via indiretta, tramite Hydromac Energy per il 18,88% ed Enel Holding Cile per lo 0,02%.

Il 20 settembre 2018 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha approvato la fusione per incorporazione delle società interamente controllate Enel Holding Cile Srl e Hydromac Energy Srl in Enel.

Enel Green Power sottoscrive finanziamento da 950 milioni di euro per 700 MW di nuovi impianti eolici in Sudafrica

Il 1° agosto 2018 Enel Green Power RSA ("EGP RSA"), la controllata sudafricana del Gruppo Enel per le energie rinnovabili, ha sottoscritto con due importanti finanziatori, Nedbank Limited e Absa, tutti gli accordi di project finance per un importo massimo di 950 milioni di euro, ovvero fino all'80% dell'investimento totale di circa 1,2 miliardi di euro relativo a un portafoglio di cinque nuovi progetti eolici per una capacità totale di circa 700 MW. I cinque impianti – Nxuba, Oyster Bay, Garob, Karusa e Soetwater – hanno una capacità di circa 140 MW ciascuno. Il Gruppo Enel conferirà circa 230 milioni di euro in capitale per la costruzione dei cinque parchi eolici. Dopo la firma di questi accordi, che sancisce il cosiddetto "financial close", i lavori di costruzione del primo progetto, quello di Nxuba, dovrebbero iniziare entro la fine del 2018. Dopo l'avvio dei lavori di Nxuba, la costruzione di Oyster Bay e Garob dovrebbe iniziare entro il primo semestre del 2019, mentre quella di Soetwater e Karusa dovrebbe avvenire nel secondo semestre dello stesso anno. Nxuba dovrebbe entrare in esercizio nel secondo semestre del 2020, Oyster Bay nel primo semestre del 2021, mentre Garob, Soetwater e Karusa nel secondo semestre del 2021. Entro il 2021 dovrebbero entrare a regime tutti e cinque i parchi eolici, portando a oltre 1,2 GW la capacità installata totale di Enel Green Power in Sudafrica. Una volta entrati in esercizio, i cinque progetti dovrebbero produrre all'incirca 2,6 TWh l'anno, evitando l'immissione in atmosfera di circa 2,7 milioni di tonnellate di CO₂ l'anno.

Enel avvia la costruzione del progetto solare Ngonye, il suo primo impianto nello Zambia

Il 22 agosto 2018 Enel Green Power ("EGP"), la divisione globale per le energie rinnovabili del Gruppo Enel, ha avviato i lavori di costruzione di Ngonye, un impianto solare fotovoltaico da 34 MW. Ngonye fa parte del programma Scaling Solar del Gruppo della Banca Mondiale attuato dalla Industrial Development Corporation (IDC) dello Zambia, la società da cui nel giugno 2016 Enel si è aggiudicata il diritto alla proprietà, allo sviluppo, al finanziamento, alla costruzione e gestione dell'impianto.

Enel investirà circa 40 milioni di dollari statunitensi nella costruzione di Ngonye, il cui completamento è atteso nel primo trimestre del 2019. L'impianto solare Ngonye, che sarà di proprietà di una società veicolo controllata da EGP per l'80% e da IDC per il restante 20%, commercializzerà l'energia prodotta nel quadro di un accordo di fornitura energetica di 25 anni siglato con ZESCO, una utility di proprietà statale. A regime, l'impianto dovrebbe produrre circa 70 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 45.000 tonnellate di CO₂ l'anno.

Aggiornamento dei termini contrattuali per la cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne

Il 4 settembre 2018 Enel, facendo seguito al comunicato emesso il 10 luglio scorso, informa che la controllata Enel Produzione SpA e la società ceca Energetický a průmyslový holding a.s. ("EPH") hanno firmato un accordo che modifica alcuni termini e condizioni del contratto (il "Contratto") sottoscritto in data 18 dicembre 2015 tra Enel Produzione ed EP

Slovakia BV ("EP Slovakia", società controllata da EPH), concernente la vendita della partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne a.s. ("Slovenské elektrárne"), in linea con quanto concordato nel Term Sheet firmato dalle parti nel mese di maggio 2017. L'accordo è divenuto efficace a seguito del soddisfacimento delle condizioni sospensive previste dal finanziamento subordinato indicato di seguito.

Come annunciato il 18 dicembre 2015 e il 28 luglio 2016, il Contratto ha comportato il conferimento alla società di nuova costituzione Slovak Power Holding BV ("HoldCo") dell'intera partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne, pari al 66% del capitale di quest'ultima, e disciplina la successiva cessione in due fasi a EP Slovakia del 100% della HoldCo per un corrispettivo complessivo di 750 milioni di euro, soggetto a conguaglio sulla base di vari parametri.

Per effetto delle modifiche concordate tra Enel Produzione ed EPH, il Contratto disciplina anche i rapporti tra le parti per quanto riguarda il relativo supporto finanziario che le stesse forniranno a Slovenské elektrárne a servizio del completamento delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce. In particolare, il Term Sheet prevede che Enel Produzione provvederà a concedere, direttamente o attraverso altra società del Gruppo Enel, un finanziamento subordinato alla HoldCo, che dovrà renderlo disponibile a Slovenské elektrárne, per un importo massimo di 700 milioni di euro e con scadenza nel gennaio 2027. Il Contratto – che contempla la cessione da parte di Enel Produzione a EP Slovakia del restante 50% del capitale della HoldCo mediante l'esercizio delle rispettive opzioni put o call – è stato inoltre aggiornato per indicare che il rimborso anticipato del Finanziamento (o la sua scadenza) rappresenta una condizione aggiuntiva per l'esercizio delle opzioni sopra indicate. Ciò significa che l'esercizio di tali opzioni potrà aver luogo in concomitanza con la prima tra le seguenti date: (a) 12 mesi dall'ottenimento del Trial Operation Permit dell'unità 4 della centrale nucleare di Mochovce; o (b) la cosiddetta "Long Stop Date"¹ e, in entrambi i casi, solo una volta che la condizione aggiuntiva di cui sopra si sia verificata.

Sulla base dell'attuale programma di lavoro e in linea con le modifiche apportate al Contratto, si prevede che le indicate opzioni put e call diventino esercitabili entro la prima metà del 2021. Inoltre, la Long Stop Date, inizialmente fissata al 30 giugno 2022, è stata posticipata di 12 mesi rispetto al termine originario.

Il Contratto, infine, prevede ora che il già contemplato meccanismo di conguaglio del corrispettivo complessivo delle due fasi dell'operazione, da applicare al perfezionamento della seconda di tali fasi sulla base di vari parametri, venga integrato con un meccanismo di compensazione di ogni importo eventualmente dovuto da Enel Produzione a EP Slovakia con quanto dovuto da quest'ultima o da EPH in favore di società del Gruppo Enel a titolo di capitale e/o interessi nel caso in cui EP Slovakia o EPH subentrino nel Finanziamento al momento del closing della seconda fase dell'operazione.

Enel Green Power si aggiudica contratto per 34 MW di nuova capacità solare in una gara per le rinnovabili in Australia

L'11 settembre 2018 il Gruppo Enel, attraverso la controllata per le rinnovabili Enel Green Power Australia Pty Ltd. ("Enel Green Power Australia"), si è aggiudicato un contratto quindicennale, da 34 MW, con lo Stato australiano di Victoria per la produzione dell'energia e dei certificati verdi generati dal parco solare Cohuna Solar Farm. Il contratto è stato conferito attraverso una gara pubblica per le rinnovabili ("reverse auction") indetta lo scorso anno dallo Stato di Victoria. Si prevede che Enel investirà circa 42 milioni di dollari statunitensi nell'impianto solare, la cui costruzione dovrebbe iniziare nel primo semestre del 2019. L'entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2019 e l'energia prodotta verrà venduta nel quadro di un accordo di fornitura energetica di 15 anni ("Support Agreement") con lo Stato di Victoria. La gara, indetta dallo Stato di Victoria, è stata lanciata nel novembre 2017 per 650 MW di capacità rinnovabile, di cui 100 MW riservata al solare. La gara fa parte della strategia dello Stato di Victoria di assicurare che il 25% della produzione di elettricità provenga da fonti rinnovabili entro il 2020 e il 40% entro il 2025 ("VRET", Victoria's Renewable Energy Target).

¹ La Long Stop Date è la data decorsa la quale è consentito sia a Enel Produzione che a EP Slovakia di esercitare le rispettive opzioni put e call, anche in assenza del completamento delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce.

Enel Finance International lancia bond da 4 miliardi di dollari USA sul mercato americano

Il 12 settembre 2018 Enel Finance International NV ("EFI"), la società finanziaria del Gruppo controllata da Enel SpA ("Enel"), ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali un'emissione obbligazionaria multi-tranche destinata a investitori istituzionali per un totale di 4 miliardi di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 3,5 miliardi. L'emissione, garantita da Enel, ha ricevuto richieste in esubero per circa 3 volte, totalizzando ordini per un ammontare pari a circa 11 miliardi di dollari statunitensi. L'emissione obbligazionaria rientra nella strategia di finanziamento del Gruppo Enel e di rifinanziamento del debito consolidato in scadenza. L'elevata domanda da parte degli investitori per questa terza emissione lanciata sul mercato statunitense da Enel dal 2017 a oggi conferma ancora una volta l'apprezzamento dei mercati finanziari per la solidità dei fondamentali, dei risultati economici e della struttura finanziaria del Gruppo. L'operazione è strutturata nelle seguenti tranches:

- > 1.250 milioni di USD a tasso fisso 4,250% con scadenza 2023;
- > 1.500 milioni di USD a tasso fisso 4,625% con scadenza 2025;
- > 1.250 milioni di USD a tasso fisso 4,875% con scadenza 2029.

Alle tranches sopra indicate, in considerazione delle relative caratteristiche, è stato assegnato un rating provvisorio pari a BBB+ da parte di Standard & Poor's, a Baa2 da parte di Moody's e a BBB+ da parte di Fitch. Il rating di Enel è BBB+ (stable) per Standard & Poor's, Baa2 (stable) per Moody's, BBB+ (stable) per Fitch.

Sequestro della centrale di Brindisi

Il 28 settembre 2017 è stato notificato a Enel Produzione il provvedimento con il quale il giudice per le indagini preliminari di Lecce dispone il sequestro della centrale termoelettrica di Brindisi - Cerano.

Detto provvedimento si inserisce nel contesto di una indagine penale avviata dalla Procura presso il Tribunale di Lecce afferente ai processi di riutilizzo, nell'ambito dell'industria cementiera, delle ceneri cosiddette "leggere", ovvero prodotte dalla combustione del carbone e captate dai sistemi di abbattimento dei fumi della suddetta centrale. L'indagine coinvolge anche Cementir, impresa cementiera alla quale erano destinate le ceneri per la produzione del cemento, e la società ILVA che forniva a Cementir altri residui per la produzione di cemento.

Nell'ambito di detta indagine, alcuni dirigenti/dipendenti della società sono indagati per traffico illecito di rifiuti e miscelazione non autorizzata degli stessi.

Il provvedimento di sequestro, al fine di garantire la continuità aziendale, ha autorizzato la Centrale di Brindisi a proseguire la produzione per 60 giorni (successivamente prorogati fino al 24 febbraio 2018) nel rispetto di alcune prescrizioni tecniche volte – secondo l'ipotesi accusatoria – alla rimozione delle presunte carenze gestionali nella gestione delle generi contestate. Alla società Enel Produzione, ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, sono contestati i medesimi reati per i quali sono indagati i dirigenti/dipendenti della società. In considerazione di detta contestazione, come previsto dalla normativa, il Giudice per le indagini preliminari di Lecce, contestualmente al sequestro della centrale, ha disposto anche il sequestro per equivalente per un valore di circa 523 milioni di euro, che rappresenterebbe il profitto che la Procura della Repubblica di Lecce titolare delle indagini ritiene sia stato conseguito in virtù dell'asserito illecito trattamento delle ceneri.

Nel provvedimento di sequestro sono stati nominati due custodi-amministratori al fine di monitorare l'adempimento delle prescrizioni tecniche summenzionate.

Enel Produzione ha evidenziato alla magistratura inquirente che la centrale è esercita in conformità alla normativa di settore e dei più alti standard tecnologici internazionali, oltre che con ciclo produttivo e di riuso dei residui identico a quello delle più efficienti centrali europee e del resto del mondo, nel rispetto dei più moderni dettami ambientali volti a promuovere un'economia circolare. Le analisi svolte sulle ceneri prima del sequestro e quelle successive hanno sempre confermato la non pericolosità delle stesse e dunque la legittimità della loro gestione. Enel Produzione, pur senza

condividere le tesi accusatorie, ha comunque manifestato la propria piena disponibilità a definire in tempi brevi, d'intesa con la magistratura inquirente e con gli amministratori giudiziari, soluzioni tecniche per l'esecuzione delle prescrizioni imposte dal decreto di sequestro che tengano nel contempo conto delle complessità gestionali e logistiche connesse alla loro attuazione e dei relativi rischi per il sistema elettrico nazionale. A tal riguardo, con la richiesta di proroga della facoltà d'uso della centrale in data 15 novembre 2017, ENEL Produzione ha chiesto di essere autorizzata a sperimentare una ipotesi gestoria finalizzata ad attuare una separazione delle ceneri per fasi di funzionamento, di modo da poter costituire attuazione delle prescrizioni imposte dal decreto. Successivamente, all'esito di detta sperimentazione, ha ottenuto la proroga di esercizio per ulteriori 90 giorni a partire dal 24 febbraio 2018.

Nel frattempo, il PM ritenuta la necessità di procedere con incidente probatorio a perizia tecnica sui fatti oggetto di indagine ha chiesto al GIP – che ha aderito alla richiesta – di procedere in tal senso. All'udienza del 2 febbraio 2018 il Giudice ha conferito l'incarico ai periti assegnando loro un termine di 150 giorni, a decorrere dal 13 febbraio 2018, per il deposito della loro relazione.

Nel frattempo, a seguito di istanza di Enel Produzione in data 19 aprile 2018 e, tenuto conto delle esigenze connesse alla necessità di assicurare il funzionamento della centrale, il GIP ha autorizzato la società all'"utilizzo" della richiamata soluzione gestoria, finalizzata ad attuare una separazione delle ceneri per fasi di funzionamento, quale misura attuativa delle prescrizioni imposte dal decreto di sequestro. A seguito di detta autorizzazione e nelle more dell'espletamento dell'incidente probatorio, il GIP ha successivamente disposto, a istanza di Enel Produzione una nuova autorizzazione provvisoria di 90 giorni a decorrere dal 24 maggio 2018.

In data 16 luglio 2018 i periti nominati dal GIP hanno depositato la "relazione Tecnica preliminare" i cui esiti confermano la validità dell'operato di Enel Produzione circa la classificazione delle ceneri come "rifiuto non pericoloso" e la loro idoneità all'utilizzo in processi produttivi secondari come la produzione di cemento.

Il 19 luglio 2018 Enel Produzione ha, pertanto, depositato all'Autorità Giudiziaria istanza di dissequestro dell'impianto e delle somme oggetto di sequestro preventivo.

Il 23 luglio 2018, inoltre, Enel Produzione ha depositato la richiesta di ulteriore proroga di 90 giorni, a decorrere dal 22 agosto 2018, per l'uso dell'impianto.

Successivamente, il 1° agosto 2018, la Procura di Lecce ha proceduto al dissequestro della centrale che ha comportato il venir meno della custodia/amministrazione giudiziaria dell'impianto e il riaccredito della somma (circa 523 milioni di euro) a Enel Produzione. Tuttavia, la fase delle indagini preliminari risulta comunque pendente nei confronti sia degli indagati persone fisiche sia della società ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001.

Enel Green Power España avvia la costruzione del suo più grande parco solare in Spagna

Enel Green Power España ("EGPE"), la società per le rinnovabili di Endesa, ha avviato i lavori di costruzione del parco solare fotovoltaico di Totana da 84,7 MW, il più grande della società in Spagna. L'investimento complessivo nella costruzione dell'impianto ammonta a circa 59 milioni di euro. Totana, situato nella regione di Murcia, dovrebbe entrare in esercizio nel terzo trimestre del 2019. A regime, l'impianto solare fotovoltaico, composto da 248.000 pannelli fotovoltaici, sarà in grado di generare circa 150 GWh l'anno, evitando l'emissione annuale in atmosfera di circa 105.000 tonnellate di CO₂. Totana è il primo di sette impianti solari, con una capacità totale di 339 MW, aggiudicati a Enel Green Power España nella terza asta per le rinnovabili indetta dal Governo spagnolo nel luglio 2017.

Enel finalizza la vendita di una partecipazione di maggioranza per 1,8 GW di capacità rinnovabile in Messico, mantenendo la gestione degli impianti

Enel SpA ("Enel"), attraverso la controllata per le rinnovabili Enel Green Power SpA ("EGP"), ha perfezionato, in data 28 settembre 2018, l'operazione con Caisse de dépôt et placement du Québec ("CDPQ"), un investitore istituzionale di lungo termine, e il veicolo di investimento dei principali fondi pensione messicani CKD Infraestructura México SA de Cv ("CKD IM") relativa alla cessione dell'80% del capitale di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di altrettanti impianti in esercizio e in costruzione, per una capacità complessiva di 1,8 GW. A seguito del perfezionamento dell'operazione EGP e CDPQ possiedono rispettivamente il 20% e il 40,8% del capitale delle SPV tramite una holding di nuova costituzione ("Kino Holding"), mentre CKD IM possiede il 39,2% del capitale delle stesse SPV tramite nuove sub-holding ("Mini HoldCos"). EGP manterrà la gestione operativa degli impianti di cui sono titolari le società veicolo e completerà quelli ancora in costruzione tramite due controllate di nuova costituzione. Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2020, EGP potrà conferire o cedere ulteriori impianti, incrementando la sua partecipazione indiretta nelle società veicolo e divenendone azionista di maggioranza.

L'enterprise value del 100% delle SPV è pari a circa 2,6 miliardi di dollari statunitensi, con equity value pari a circa 0,3 miliardi, project financing per circa 0,8 miliardi e finanziamenti tra parti correlate per un totale di 1,5 miliardi. A seguito del perfezionamento dell'operazione, CDPQ e CKD IM hanno pagato 1,4 miliardi di dollari statunitensi, di cui un corrispettivo di circa 0,2 miliardi per la partecipazione di maggioranza nelle SPV e circa 1,2 miliardi per finanziamenti tra parti correlate concessi alle SPV. Il corrispettivo pagato è soggetto agli adeguamenti usuali per questa tipologia di operazioni, principalmente legati a variazioni del capitale circolante netto delle società veicolo. L'operazione è stata realizzata applicando il modello Build, Sell and Operate ("BSO"), in linea con il Piano Strategico di Gruppo.

Fortaleza - Brasile

La società Petroleo Brasileiro SA- Petrobras, in qualità di fornitore di gas per la centrale di Fortaleza (Central Geradora Termoeletrica Fortaleza "CGTF") in Brasile, ha comunicato l'intenzione di risolvere il contratto sottoscritto, tra le stesse parti, sulla base di un asserito squilibrio economico-finanziario in considerazione delle attuali condizioni di mercato. Il contratto è stato sottoscritto nel 2003 nell'ambito del "Programma prioritario di termoelettricità" costituito dal Governo brasiliano allo scopo di aumentare la generazione termoelettrica e la sicurezza di fornitura nel Paese. Il Programma prevedeva che lo Stato brasiliano sarebbe stato garante della fornitura di gas a prezzi regolamentati e definiti dal "Ministero delle Finanze, Miniere e dell'Energia del Brasile".

CGTF, al fine di garantire la sicurezza elettrica in Brasile, aveva avviato un'azione legale ordinaria contro Petrobras con una richiesta di tutela cautelare ottenendo, a fine 2017, un provvedimento cautelare dall'autorità giudiziaria che aveva sospeso la risoluzione del contratto il quale era stato dichiarato ancora in essere.

Successivamente, il 27 febbraio 2018, la Corte ha deciso di estinguere l'azione avviata da CFTG davanti alla giurisdizione ordinaria e, di conseguenza, di revocare la misura cautelare che aveva permesso la fornitura di gas. CGTF ha presentato dei ricorsi avverso queste ultime decisioni sotto il profilo sia cautelare sia ordinario, ottenendo un secondo provvedimento favorevole che ha consentito la produzione della centrale per qualche tempo ma che è stato successivamente revocato. CGTF ha impugnato questa decisione, confidando che il potere giudiziario riconosca l'obbligo di Petrobras di adempiere al contratto.

Nel frattempo, a fine gennaio 2018, CGTF ha ricevuto la domanda arbitrale di Petrobras in relazione alle contestazioni sopra descritte e tale procedimento è nelle fasi preliminari.

Successivamente, si è ottenuto un provvedimento cautelare a favore di CGTF con il quale si dispone la sospensione del pagamento di alcuni importi da parte di CGTF a favore di Enel Ceará (acquirente dell'energia prodotta).

Il 25 ottobre 2018 è stata ottenuta un'ulteriore misura cautelare a favore di CGTF con la quale è stato ordinato il ripristino dell'obbligo di fornitura di gas da parte di Petrobras.

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

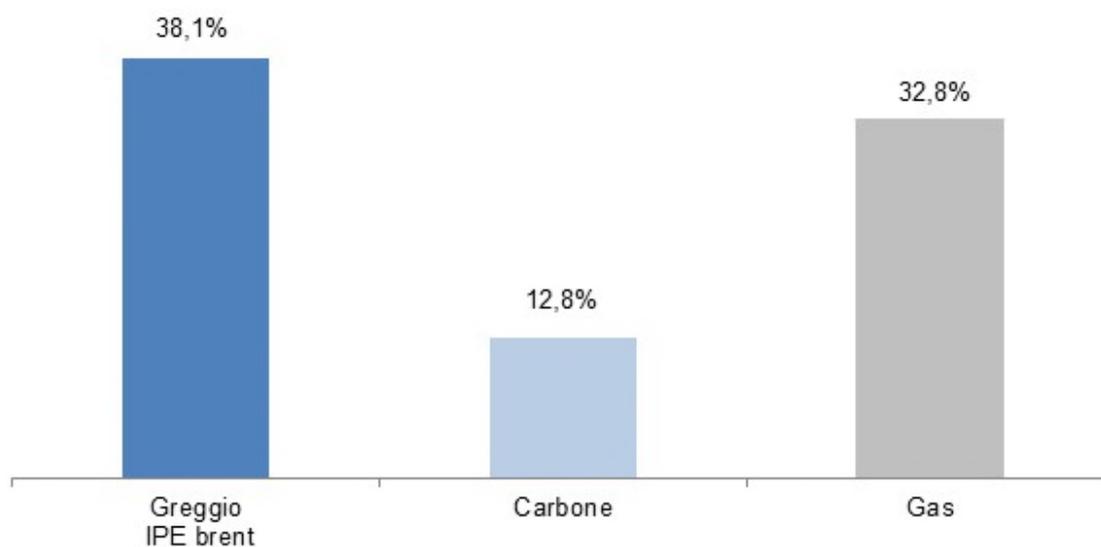
	Primi nove mesi	
	2018	2017
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE brent (\$/bbl)	72,7	52,6
Prezzo medio CO ₂ (€/t)	14,4	5,3
Prezzo medio del carbone (\$/t CIF ARA) ⁽¹⁾	91,9	81,5
Prezzo medio del gas (€/MWh) ⁽²⁾	22,2	16,7
Cambio medio dollaro USA per euro	1,19	1,11
Euribor a sei mesi (media del periodo)	-0,27%	-0,26%

(1) Indice API#2.

(2) Indice TTF.

Il rapporto di cambio euro/dollaro ha visto nel corso del terzo trimestre 2018 una stabilizzazione sui valori rilevati a giugno. Le politiche della Banca Centrale Europea (BCE) e l'andamento delle economie nazionali hanno comportato inoltre un andamento stabile dei tassi di interesse in media, comunque, bassi rispetto alle serie storiche nonostante l'imminente conclusione del "Quantitative Easing" in quanto la BCE ha già annunciato che rimarrà nel mercato obbligazionario per sostenere la stabilità finanziaria.

Variazione prezzi medi combustibili nei primi nove mesi 2018 rispetto ai primi nove mesi 2017



Indice dei prezzi al consumo (CPI)

%	Primi nove mesi		
	2018	2017	Variazione
Italia	1,0	1,3	-0,3
Spagna	1,7	2,1	-0,5
Russia	2,5	4,1	-1,5
Argentina	29,2	26,4	2,7
Brasile	3,5	3,7	-0,2
Cile	2,3	2,2	0,1
Colombia	3,2	4,4	-1,2
Perù	1,1	3,2	-2,1

Tassi di cambio

	Primi nove mesi		
	2018	2017	Variazione
Euro/Dollaro americano	1,19	1,11	6,8%
Euro/Sterlina britannica	0,88	0,87	1,3%
Euro/Franco svizzero	1,16	1,09	5,7%
Dollaro americano/Yen giapponese	110	111,90	-2,0%
Dollaro americano/Dollaro canadese	1,29	1,31	-1,5%
Dollaro americano/Dollaro australiano	1,32	1,31	1,1%
Dollaro americano/Rublo russo	61,51	58,29	5,2%
Dollaro americano/Peso argentino	25,11	16,23	35,4%
Dollaro americano/Real brasiliano	3,60	3,17	12,0%
Dollaro americano/Peso cileno	629,22	653,85	-3,9%
Dollaro americano/Peso colombiano	2.887,26	2.939,48	-1,8%
Dollaro americano/Nuovo sol peruviano	3,26	3,27	-0,1%
Dollaro americano/Peso messicano	19,03	18,90	0,7%
Dollaro americano/Lira turca	4,62	3,60	22,2%
Dollaro americano/Rupia indiana	67,19	65,24	2,9%
Dollaro americano/Rand sudafricano	12,90	13,21	-2,4%

Il contesto economico energetico nei primi nove mesi del 2018

Andamento economico

Nei primi tre trimestri del 2018 l'economia mondiale è cresciuta di circa il 3%², in linea con i ritmi del 2017. Gli Stati Uniti e la Cina continuano a trainare la crescita, aiutate da politiche fiscali espansive, mentre l'eurozona si mantiene su tassi più contenuti. La normalizzazione delle politiche monetarie nei Paesi avanzati (soprattutto negli USA) genera forti pressioni sui mercati emergenti (in particolare quelli strutturalmente più deboli). L'incertezza geopolitica caratterizza persistentemente il contesto esterno. Le politiche protezionistiche, sebbene costituiscano un rischio per la crescita

² Fonte: Oxford Economics.

mondiale, come sottolineato a più riprese da importanti istituzioni come il Fondo Monetario Internazionale (FMI), sono sempre più un'opzione valutata per il rilancio dell'economia nazionale. Infatti, gli Stati Uniti, se da un lato hanno raggiunto un nuovo accordo commerciale con Canada e Messico (USMCA), dall'altro hanno inasprito i dazi nei confronti della Cina (attualmente 250 dei 450 miliardi di dollari di export cinese verso gli USA sono soggetti a tariffe). In Europa continuano senza significativi progressi le trattative riguardanti la Brexit, mentre aumentano le tensioni tra l'Italia e l'Unione Europea riguardo le strategie di politica fiscale del Paese e la possibilità di rilassare i vincoli imposti a livello europeo.

Gli Stati Uniti sono entrati nel nono anno del proprio ciclo espansivo. Nei primi due trimestri del 2018 l'economia, spinta dalla recente riforma fiscale approvata dall'amministrazione Trump, è cresciuta del 2,7% e potrebbe ulteriormente accelerare nella seconda metà dell'anno. Il mercato del lavoro è solido con un tasso di disoccupazione in continua discesa dal 2009 e che è adesso al 3,9%, circa 40 punti base più basso del livello strutturale; i salari reali nella prima metà dell'anno sono aumentati dello 0,7% rispetto ai primi sei mesi del 2017. Il rafforzamento dell'economia, oltre il proprio potenziale, ha sostenuto l'inflazione; infatti, i prezzi al consumo mediamente da inizio anno sono cresciuti del 2,5%, un tasso ormai oltre il target del 2% stabilito dalla Federal Reserve (Fed). Al fine di evitare un eccessivo surriscaldamento la banca centrale statunitense ha proseguito il processo di normalizzazione della politica monetaria, alzando ripetutamente il tasso benchmark (Fed funds rate target); l'ultimo rialzo di settembre ha portato il corridoio di riferimento al 2%-2,25%.

L'eurozona nella prima metà dell'anno è cresciuta tendenzialmente del 2,3%, tuttavia i segnali di un lieve rallentamento sono adesso più evidenti (l'espansione congiunturale nel secondo trimestre è stata dello 0,4%, in progressiva discesa dalla metà del 2017). I prezzi al consumo sono aumentati del 2,1% negli ultimi tre mesi (luglio-settembre) sostenuti dalla componente energetica; infatti, l'inflazione core (riferimento principale per le decisioni di politica monetaria) è ancora modesta (1%), sebbene in rialzo. Il mercato del lavoro è in miglioramento: nel secondo trimestre il tasso di disoccupazione è stato pari all'8,3% (in diminuzione dal 2013) e i salari reali in crescita rispetto al 2017. La Banca Centrale Europea (BCE) ha annunciato che il programma di acquisti straordinario (Quantitative Easing) si concluderà alla fine del 2018, ma l'istituzione monetaria continuerà a reinvestire i flussi derivanti dal rimborso dei titoli a scadenza per il tempo necessario per mantenere favorevoli condizioni di liquidità e un elevato livello di accomodamento monetario; i tassi di interesse dovrebbero restare invariati almeno fino all'estate del 2019.

L'Italia nella prima metà dell'anno è cresciuta dell'1,3% rispetto all'anno precedente. Il mercato del lavoro è in costante miglioramento con un tasso di disoccupazione che è stato pari al 9,8% ad agosto (il più basso registrato dal 2012) e un aumento dei salari reali evidente (1,4% rispetto all'anno precedente nel secondo semestre). L'inflazione è in progressivo aumento e negli ultimi tre mesi (luglio-settembre) è stata pari all'1,5%. I prossimi mesi saranno particolarmente importanti per comprendere come sarà concretamente implementata la strategia fiscale del Paese e se verranno attuate le politiche necessarie per rilanciarne la produttività dell'economia.

La Spagna continua a espandersi a ritmi superiori alla media dell'eurozona (2,8% nei primi due trimestri del 2018), sostenuta soprattutto da una dinamica particolarmente favorevole dei consumi privati (2,5%) e degli investimenti (4,6%). Infatti, il miglioramento delle condizioni del mercato del lavoro (il tasso di disoccupazione si è quasi dimezzato dal 2013 e adesso è pari al 15,2%) e il livello d'inflazione contenuto (1,7% in media da inizio anno) hanno contribuito ad aumentare il potere d'acquisto delle famiglie e a migliorarne la fiducia sulle prospettive future (riducendo il risparmio precauzionale nell'economia).

La Russia è cresciuta dell'1,6% su base annuale nel primo semestre. Il basso livello d'inflazione (oltre a portare guadagni in termini di reddito reale) ha permesso l'abbassamento del costo del credito e il conseguente aumento dei volumi erogati alimentando i consumi privati. Il recente rinnovamento del mandato politico (per effetto delle elezioni tenutesi a marzo) potrebbe fornire maggiore forza al presidente Putin per procedere con il consolidamento fiscale e contemporaneamente con le riforme strutturali necessarie per rilanciare il potenziale economico del Paese.

La Romania continua a espandersi a ritmi sostenuti (4,25% nel primo semestre) per effetto della politica fiscale espansiva. I salari reali sono cresciuti del 30% su base annuale nei primi sei mesi supportando il consumo delle famiglie. Per effetto della forte pressione della domanda domestica l'inflazione è ancora molto alta (a settembre 5,1%) e oltre il target della banca centrale (1,5%-3,5%). Il tasso di riferimento della politica monetaria è stato alzato di 75 punti base da inizio anno nel tentativo di evitare un eccessivo surriscaldamento dell'economia e adesso è pari al 2,5%.

In Sud America il quadro macroeconomico globale, penalizzante i mercati emergenti nel 2018, ha evidenziato le criticità strutturali di alcuni Paesi (i.e. Argentina, Brasile), mentre invece altre economie (i.e. Cile, Colombia, Perù) hanno mostrato un ottimo grado di resilienza. In generale in quasi tutti i Paesi di interesse per il Gruppo (unica eccezione è l'Argentina e in parte il Messico) assistiamo a una dinamica inflazionista contenuta, che favorisce i consumi domestici rispettando i vincoli fiscali.

Dal punto di vista politico nei primi tre trimestri dell'anno abbiamo assistito alle elezioni in Colombia, Messico e Brasile. In Argentina la robusta espansione del primo trimestre (3,6% rispetto all'anno precedente) è stata seguita da una altrettanto forte contrazione del PIL nel secondo trimestre (-2,1%). Lato domanda, gli elevati tassi d'inflazione (e.g. circa 41% a settembre) comprimono il reddito reale delle famiglie, mentre le aspettative economiche negative non incentivano nuovi investimenti. Lato offerta, l'attività economica è stata condizionata da fattori occasionali come la siccità che ha colpito il comparto agricolo.

La crisi di fiducia ha contribuito al deprezzamento del tasso di cambio, spingendo l'inflazione ben oltre il livello target e obbligando la banca centrale ad alzare il tasso di interesse di riferimento.

Il Governo, nel tentativo di rassicurare i mercati e di coprire i propri bisogni finanziari, ha raggiunto un accordo con il Fondo Monetario Internazionale (FMI) per un piano di aiuti di oltre 50 miliardi di dollari statunitensi vincolato all'azzeramento del deficit primario entro il 2019 e al conseguimento di un surplus primario dell'1% nel 2020 (espresso in termini di PIL). In tal senso l'operato delle autorità ha permesso di ridurre di 80 punti base nei primi sette mesi del 2018 il deficit primario.

L'economia brasiliana nella prima metà dell'anno è cresciuta dell'1,1% rispetto allo stesso periodo del 2017. I consumi delle famiglie sono stati il principale fattore d'espansione (2,3%), favoriti dalla modesta pressione inflazionistica (3,5% da inizio 2018). Gli investimenti sono più alti del 3,6% rispetto alla prima metà del 2017, ma in calo del 2% tra il primo e il secondo trimestre del 2018; la riduzione di questi ultimi può essere in parte spiegata dall'incertezza legata ai risultati delle elezioni.

Il Cile continua la propria espansione (5,1% nel primo semestre 2018 rispetto al primo semestre 2017) sostenuta dai consumi privati e dagli investimenti. Lato domanda, il basso livello dell'inflazione (2,3% in media da inizio anno) ha contribuito ad aumentare il potere reale delle famiglie, mentre il miglioramento della fiducia economica ha spinto gli investimenti (5,2%). Le condizioni economiche hanno indotto la banca centrale ad alzare il tasso di riferimento di 25 punti base, portandolo al 2,75% nel mese di ottobre.

La Colombia è cresciuta tendenzialmente nel primo semestre del 2,5%, grazie al contributo dei consumi privati e degli investimenti. L'inflazione (3,2% in media da inizio anno) è stabilmente intorno al target medio (3%) della banca centrale (BanRep); il tasso di riferimento della politica monetaria è confermato pari al 4,3%, lasciando quindi le condizioni di liquidità invariate. BanRep ha annunciato l'inizio di un programma per l'incremento di riserve valutarie denominate in dollari statunitensi (USD) che potrebbe aumentare la pressione sul peso colombiano (COP), molto stabile da inizio anno.

In Perù le condizioni monetarie accomodanti (il tasso di interesse è stato ridotto di 150 punti base rispetto al primo trimestre del 2017 e da sei mesi è stabilmente al 2,75%) e l'attuazione di una politica fiscale contro-ciclica (la spesa governativa è cresciuta del 3% rispetto al primo semestre del 2017) hanno permesso la forte ripresa dell'economia nel primo semestre dell'anno (4,3%). La pressione inflazionistica è stata lieve nella prima metà dell'anno (l'andamento è riconducibile all'effetto base dovuto allo shock che i prezzi hanno subito nella prima metà del 2017), ma in crescita nel terzo trimestre (1,3%). Dal punto di vista della finanza pubblica, il basso livello d'indebitamento (il rapporto debito su PIL è pari approssimativamente al 25%) garantirebbe lo spazio per prolungare lo stimolo fiscale, sebbene il valore obiettivo del deficit governativo per i prossimi anni sia pari al -1%.

Il Messico è cresciuto dell'1,9% nel primo semestre dell'anno rispetto allo stesso periodo del 2017. I consumi continuano a supportare l'espansione, nonostante l'inflazione sia ancora alta (4,9% in media da inizio anno). Le elezioni politiche tenutesi nei primi giorni di luglio sono state vinte da Andres Manuel Lopez Obrador (AMLO), il quale si insedierà alla guida del Paese a dicembre di quest'anno. La riduzione dell'incertezza legata alle elezioni politiche e al nuovo accordo commerciale raggiunto con USA e Canada (USMCA) potrebbe sostenere le aspettative economiche e gli investimenti.

Le quotazioni internazionali delle commodity

Nel corso dei primi tre trimestri del 2018 si è assistito a un continuo e generalizzato rialzo dei prezzi del mercato petrolifero con un Brent che ha raggiunto gli 83 \$/bbl, livello che non si vedeva dalla fine del 2014.

Il forte rialzo del prezzo del petrolio (+24% da inizio anno) è stato causato da diversi fattori: 1) l'uscita da parte dell'amministrazione americana dall'accordo sul nucleare iraniano che ha determinato il calo delle esportazioni del Paese mediorientale, 2) le rinnovate tensioni geopolitiche a livello mondiale con disordini ai porti libici e il perdurare della crisi economico-finanziaria del Venezuela e in ultimo una domanda a livello mondiale ancora in crescita.

Il mercato del gas europeo è stato caratterizzato da una forte domanda registrata durante la prima fase dell'anno in corso a seguito delle due ondate di freddo che ha comportato una notevole riduzione del livello degli stoccaggi fino al di sotto della media degli ultimi anni. A tutto ciò si è aggiunta una domanda asiatica sostenuta che ha attratto flussi di LNG verso l'Estremo Oriente creando un calo dell'offerta in Europa con un forte impatto sui prezzi.

Per quanto riguarda il mercato del carbone, i primi nove mesi del 2018 sono stati caratterizzati da prezzi in rialzo dovuti a: 1) forte incremento della domanda in Cina e 2) problemi strutturali nei principali Paesi produttori (Colombia, Indonesia e Australia) che ne hanno limitato i flussi verso i principali Paesi di destinazione. Inoltre, si sono verificati elevati livelli della CO₂, tuttavia il contestuale forte rialzo dei prezzi del gas ha reso la generazione a carbone più competitiva di quella a gas, aumentando di conseguenza la richiesta di carbone.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

3° trimestre			GWh	Primi nove mesi		
2018	2017	Variazione		2018	2017	Variazione
83.947	82.901	1,3%	Italia	242.177	240.678	0,6%
64.790	64.328	0,7%	Spagna	191.009	189.300	0,9%
183.045	181.121	1,1%	Russia	587.848	581.028	1,2%
35.211	34.250	2,8%	Argentina	105.350	103.004	2,3%
141.142	139.586	1,1%	Brasile	432.519	428.006	1,1%
18.911	18.751	0,9%	Cile	56.974	55.030	3,5%
17.450	17.054	2,3%	Colombia	51.177	49.879	2,6%
12.555	12.157	3,3%	Perù	37.650	36.510	3,1%

Fonte: TSO nazionali.

Nei primi nove mesi del 2018 il trend della domanda elettrica continua a essere positivo in tutti i Paesi di presenza Enel. Nello specifico, in Italia e Spagna la domanda cresce rispettivamente del 0,6% e del 0,9% grazie soprattutto a temperature al di fuori delle medie stagionali. Simile andamento anche in Russia, la cui domanda elettrica registra un incremento del 1,2%.

Per quanto riguarda il Sud America, la domanda elettrica cresce grazie anche a una ripresa economica registrata in tutta la regione (Brasile +1,1%, Cile +3,5%, Colombia +2,6% e Perù +3,1%), a eccezione dell'Argentina in cui la domanda ha un comportamento in controtendenza rispetto alla crisi economica (+2,3%) in atto.

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 3Q 2018 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 3Q 2018 - 3Q 2017	Prezzo medio peakload 3Q 2018 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 3Q 2018 - 3Q 2017
Italia	68,9	33,7%	73,9	28,8%
Spagna	65,8	36,0%	69,3	23,6%
Russia	15,9	-7,2%	18,2	-9,8%
Brasile	107,5	-8,3%	88,4	-37,5%
Cile	61,1	23,9%	159,6	42,8%
Colombia	25,5	-6,2%	29,8	-25,8%

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

3° trimestre			Milioni di m ³		Primi nove mesi		
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni
2.886	2.913	(27)	-0,9%	Usi domestici e civili	22.254	21.369	885 4,1%
3.211	3.330	(119)	-3,6%	Industria e servizi	10.597	10.569	28 0,3%
6.329	6.110	219	3,6%	Termoelettrico	16.944	18.424	(1.480) -8,0%
220	207	13	6,3%	Altro ⁽¹⁾	1.103	1.054	49 4,6%
12.646	12.560	86	0,7%	Totale	50.898	51.416	(518) -1,0%

(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 2018 si attesta a 51 miliardi di metri cubi, registrando un decremento dell'1,0% rispetto allo stesso periodo del 2017. Nel terzo trimestre 2018 i consumi aumentano leggermente dello 0,7% rispetto al trimestre del 2017, con la domanda del settore termoelettrico che torna a crescere, complici le alte temperature nel mese di settembre. Resta debole la domanda per usi domestici, civili e industriali.

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi		
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni
Produzione netta:							
49.222	48.919	303	0,6%	- termoelettrica	135.280	146.067	(10.787) -7,4%
12.634	11.605	1.029	8,9%	- idroelettrica	38.364	30.980	7.384 23,8%
2.920	3.694	(774)	-21,0%	- eolica	12.572	12.534	38 0,3%
1.406	1.439	(33)	-2,3%	- geotermoelettrica	4.265	4.359	(94) -2,2%
8.023	7.897	126	1,6%	- fotovoltaica	19.451	20.361	(910) -4,5%
74.205	73.554	651	0,9%	Totale produzione netta	209.932	214.301	(4.369) -2,0%
10.087	9.833	254	2,6%	Importazioni nette	33.930	28.147	5.783 20,5%
84.292	83.387	905	1,1%	Energia immessa in rete	243.862	242.448	1.414 0,6%
(345)	(486)	141	29,0%	Consumi per pompaggi	(1.685)	(1.770)	85 -4,8%
83.947	82.901	1.046	1,3%	Energia richiesta sulla rete	242.177	240.678	1.499 0,6%

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo settembre 2018).

L'*energia richiesta* in Italia nei primi nove mesi del 2018 registra un incremento (+0,6%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2017, attestandosi a 242,2 TWh (83,9 TWh nel terzo trimestre 2018). L'energia richiesta del periodo è stata soddisfatta per l'86,0% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (88,3% nei primi nove mesi del 2017) e per il restante 14,0% dalle importazioni nette (11,7% nei primi nove mesi 2017).

Le *importazioni nette* dei primi nove mesi del 2018 registrano un incremento del 20,5% rispetto ai primi nove mesi del 2017, stesso andamento si rileva nel terzo trimestre 2018 con un incremento del 2,6% (+0,3 TWh).

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2018 registra un decremento del 2,0% (-4,4 TWh), attestandosi a 209,9 TWh (74,2 TWh nel terzo trimestre 2018). In particolare, la maggiore produzione da fonte idroelettrica (+7,4 TWh) ed eolica è stata compensata dalla minore produzione termoelettrica (-10,8 TWh) e fotovoltaica (-0,9 TWh).

Nel terzo trimestre 2018 la produzione netta evidenzia un diverso andamento, registrando un incremento dello 0,9%, mentre per la produzione da fonte eolica si rileva un decremento del 21,0%.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
61.158	60.814	344	0,6%	Produzione netta	184.115	183.208	907	0,5%
(630)	(981)	351	35,8%	Consumo per pompaggi	(2.443)	(2.560)	117	4,6%
4.262	4.495	(233)	-5,2%	Importazioni nette ⁽¹⁾	9.337	8.652	685	7,9%
64.790	64.328	462	0,7%	Energia richiesta sulla rete	191.009	189.300	1.709	0,9%

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Series estadísticas nacionales - Balance eléctrico* - consuntivo settembre 2018). I volumi dei primi nove mesi 2017 sono aggiornati al 31 agosto 2018.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nei primi nove mesi del 2018 registra un incremento dello 0,9% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2017 (+0,7% nel terzo trimestre 2018), attestandosi a 191,0 TWh (64,8 TWh nel terzo trimestre 2018). Tale richiesta è stata in parte soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *importazioni nette* nei primi nove mesi del 2018 risultano in incremento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2017, evidenziando delle maggiori importazioni necessarie a soddisfare il fabbisogno nazionale. Diverso andamento si rileva nel terzo trimestre 2018.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2018 si attesta a 184,1 TWh (61,2 TWh nel terzo trimestre 2018) rilevando un incremento dello 0,5% (+0,9 TWh). Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2018.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
3.963	3.931	32	0,8%	Produzione netta	10.710	10.714	(4)	-
423	438	(15)	-3,4%	Importazioni nette	964	924	40	4,3%
4.386	4.369	17	0,4%	Energia richiesta sulla rete	11.674	11.638	36	0,3%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Series estadísticas nacionales - Balance eléctrico* - consuntivo settembre 2018). I volumi dei primi nove mesi 2017 sono aggiornati al 31 agosto 2018.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nei primi nove mesi del 2018 risulta in incremento (+0,3%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2017, attestandosi a 11,7 TWh (4,4 TWh, +0,4% nel terzo trimestre 2018). Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 91,7% e dalle importazioni nette per il restante 8,3%.

Le *importazioni nette* nei primi nove mesi del 2018 si attestano a 1,0 TWh (0,4 TWh nel terzo trimestre 2018) e sono relative interamente all'interscambio con la produzione realizzata nella penisola iberica.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2018 è in linea rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Si rileva invece un lieve incremento nel terzo trimestre 2018.

Prevedibile evoluzione della gestione

Nei primi nove mesi del 2018, i solidi risultati di Enel hanno più che compensato gli effetti negativi prodotti da un quadro macroeconomico sfavorevole. La performance del periodo è stata trainata dalle rinnovabili, che si confermano motore di crescita del Gruppo, così come dagli investimenti nelle reti e dal miglioramento dei margini di retail. Le dinamiche dei primi nove mesi del 2018 posizionano il Gruppo nel raggiungimento dei targets previsti dal Piano 2018-2020.

Per la restante parte del 2018, in linea con i target di Piano, sono previsti:

- > il completamento degli investimenti in **digitalizzazione** prevalentemente legati all'installazione degli **smart meter** in Italia e in Iberia;
- > benefici legati alla strategia di focalizzazione sul **cliente** supportata, altresì, dall'attività di Enel X;
- > l'accelerazione della **crescita industriale** grazie agli investimenti effettuati nelle rinnovabili e nelle reti;
- > progressi significativi del programma di **efficienze operative**;
- > ulteriori passi avanti nel processo di **semplificazione** societaria e **gestione del portafoglio**.

I target di EBITDA e utile netto per il 2018 vengono quindi confermati nonostante un impatto negativo dato principalmente dall'evoluzione dei cambi.

Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2018

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	Primi nove mesi	
		2018	2017
Ricavi e altri proventi	5.a	55.246	54.188
Costi	5.b	48.010	47.354
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	5.c	202	383
Risultato operativo		7.438	7.217
Proventi finanziari		2.694	2.877
Oneri finanziari		4.566	5.040
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	2	100	-
Totale proventi/(oneri) finanziari	5.d	(1.772)	(2.163)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.e	54	114
Risultato prima delle imposte		5.720	5.168
Imposte	5.f	1.686	1.505
Risultato delle continuing operations		4.034	3.663
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		4.034	3.663
Quota di interessenza del Gruppo		3.016	2.621
Quota di interessenza di terzi		1.018	1.042
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,30</i>	<i>0,26</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,30</i>	<i>0,26</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,30</i>	<i>0,26</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,30</i>	<i>0,26</i>

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2018	2017 restated ⁽¹⁾
Risultato netto del periodo	4.034	3.663
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto dell'effetto delle imposte)		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(50)	(136)
Variazione del fair value dei costi di hedging	(40)	117
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	6	9
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	(3)	(7)
Variazione della riserva di traduzione	(1.164)	(2.120)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto dell'effetto delle imposte):		
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefici ai dipendenti	-	-
Variazione di fair value su partecipazioni in altre imprese	1	(13)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(1.250)	(2.150)
Utile complessivo rilevato nel periodo	2.784	1.513
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	2.257	1.353
- di terzi	527	160

(1) Dati riesposti per riflettere una migliore presentazione del contenuto delle voci a seguito della prima applicazione dell'IFRS 9.

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	Note	al 30.09.2018	al 31.12.2017
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Attività materiali e immateriali		93.789	91.738
Avviamento		14.989	13.746
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1.880	1.598
Altre attività non correnti ⁽¹⁾		15.291	12.122
Totale attività non correnti	6.a	125.949	119.204
Attività correnti			
Rimanenze		3.240	2.722
Crediti commerciali		13.860	14.529
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		9.598	7.021
Altre attività correnti ⁽²⁾		17.241	10.195
Totale attività correnti	6.b	43.939	34.467
Attività possedute per la vendita	6.c	85	1.970
TOTALE ATTIVITÀ		169.973	155.641
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto del Gruppo	6.d	31.717	34.795
Interessenze di terzi		16.384	17.366
Totale patrimonio netto		48.101	52.161
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine		50.476	42.439
Fondi diversi e passività per imposte differite		16.268	15.576
Altre passività non correnti		11.257	5.001
Totale passività non correnti	6.e	78.001	63.016
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		10.535	8.894
Debiti commerciali		11.219	12.671
Altre passività correnti		22.113	17.170
Totale passività correnti	6.f	43.867	38.735
Passività possedute per la vendita	6.g	4	1.729
TOTALE PASSIVITÀ		121.872	103.480
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		169.973	155.641

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2018 rispettivamente pari a 2.301 milioni di euro (2.062 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e 369 milioni di euro (382 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2018 rispettivamente pari a 1.770 milioni di euro (1.094 milioni di euro al 31 dicembre 2017), 3.812 milioni di euro (3.295 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e 62 milioni di euro (69 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

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 costi di hedging	Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	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 31 dicembre 2016	10.167	7.489	2.034	2.262	(1.005)	(1.448)	-	106	(12)	(706)	(2.398)	(1.170)	19.484	34.803	17.772	52.575
Applicazione nuovi principi contabili	-	-	-	-	-	480	(480)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 1° gennaio 2017 restated	10.167	7.489	2.034	2.262	(1.005)	(968)	(480)	106	(12)	(706)	(2.398)	(1.170)	19.484	34.803	17.772	52.575
Distribuzione dividendi in acconto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(908)	(908)	(574)	(1.482)
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4	-	4
Utile (Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	(1.203)	(169)	117	(20)	7	-	-	-	2.621	1.353	160	1.513
di cui:																
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(1.203)	(169)	117	(20)	7	-	-	-	-	(1.268)	(882)	(2.150)
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.621	2.621	1.042	3.663
Al 30 settembre 2017 restated	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.208)	(1.137)	(363)	86	(5)	(706)	(2.394)	(1.170)	21.197	35.252	17.358	52.610
Al 31 dicembre 2017	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.614)	(1.588)	-	(23)	(5)	(646)	(2.398)	(1.163)	21.280	34.795	17.366	52.161
Applicazione nuovi principi contabili	-	-	-	-	-	348	(348)	-	-	-	-	-	(3.688)	(3.688)	(571)	(4.259)
Rivalutazione monetaria per iperinflazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	188	188	328	516
Al 1° gennaio 2018 restated	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.614)	(1.240)	(348)	(23)	(5)	(646)	(2.398)	(1.163)	17.780	31.295	17.123	48.418
Distribuzione dividendi in acconto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.342)	(1.342)	(679)	(2.021)
Rivalutazione monetaria per iperinflazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	38	76	114
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	(512)	-	(495)	(669)	(1.164)
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	(19)	(14)	-	-	-	(3)	-	-	-	(36)	6	(30)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(643)	(82)	(38)	(2)	6	-	-	-	3.016	2.257	527	2.784
di cui:																
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(643)	(82)	(38)	(2)	6	-	-	-	-	(759)	(491)	(1.250)
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.016	3.016	1.018	4.034
Al 30 settembre 2018	10.167	7.489	2.034	2.262	(3.276)	(1.336)	(386)	(25)	1	(649)	(2.381)	(1.675)	19.492	31.717	16.384	48.101

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2018	2017
Risultato prima delle imposte	5.720	5.168
Rettifiche per:		
Ammortamenti e impairment	4.696	4.233
(Proventi)/Oneri finanziari	1.772	2.163
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(54)	(114)
Variazioni del capitale circolante netto:		
- rimanenze	(509)	(373)
- crediti commerciali	637	(70)
- debiti commerciali	(1.519)	(1.588)
- altre attività e passività	(184)	283
Interessi e altri oneri e proventi finanziari pagati e incassati	(1.919)	(1.144)
Atri movimenti	(1.520)	(1.397)
Cash flow da attività operativa (A)	7.120	7.161
Investimenti in attività materiali e immateriali	(5.537)	(5.547)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(1.465)	(864)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	264	19
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	(217)	155
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(6.955)	(6.237)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	12.170	8.208
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	(4.828)	(8.765)
Incasso/(Esborsi) per operazioni su non controlling interest	(1.413)	(408)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(3.371)	(2.782)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	2.558	(3.747)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(176)	(295)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	2.547	(3.118)
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve all'inizio del periodo (1)	7.121	8.326
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve alla fine del periodo (2)	9.668	5.208

- (1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.021 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (8.290 milioni di euro al 1° gennaio 2017), "Titoli a breve" pari a 69 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (36 milioni di euro al 1° gennaio 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 31 milioni di euro al 1° gennaio 2018.
- (2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.598 milioni di euro al 30 settembre 2018 (5.127 milioni di euro al 30 settembre 2017), "Titoli a breve" pari a 62 milioni di euro al 30 settembre 2018 (67 milioni di euro al 30 settembre 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 8 milioni di euro al 30 settembre 2018 (14 milioni di euro al 30 settembre 2017).

Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2018

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 Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2018, sono gli stessi adottati per la redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione.

A integrazione dei principi contabili adottati per la redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, si riportano di seguito i principi, le interpretazioni e le modifiche ai principi esistenti, rilevanti per il Gruppo Enel, di prima adozione al 1° gennaio 2018:

> "IFRS 9 - Strumenti finanziari", emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, sostituisce lo "IAS 39 - Financial Instruments: Recognition and Measurement".

Ai fini della classificazione e valutazione degli strumenti finanziari, il Gruppo iscrive le attività finanziarie al fair value comprensivo dei costi di transazione.

Le attività finanziarie rappresentate da strumenti di debito rientranti nell'ambito di applicazione del principio (e.g. crediti commerciali, crediti finanziari, ecc.), sono classificate sulla base del business model (i.e. il modo in cui il Gruppo gestisce le attività finanziarie al fine di generare i flussi di cassa) e delle caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa (i.e. SPPI test, solely payment of principal and interest), in una delle seguenti categorie:

- costo ammortizzato, per le attività finanziarie detenute con l'obiettivo di incassare i flussi di cassa contrattuali che superano l'SPPI test in quanto i flussi di cassa rappresentano esclusivamente pagamenti di capitale e interesse; tale categoria include i crediti commerciali, altri crediti di natura operativa inclusi nelle altre attività correnti e non correnti e crediti di natura finanziaria inclusi nelle altre attività finanziarie correnti e non correnti.;
- fair value con contropartita patrimonio netto (FVOCI), per le attività finanziarie detenute con l'obiettivo di incassare sia i flussi di cassa contrattuali, che rappresentano esclusivamente pagamenti di capitale e interesse, sia di vendita. Le variazioni di fair value successive alla rilevazione iniziale sono rilevate con contropartita OCI e riciclano a Conto economico in sede di derecognition. Il Gruppo classifica in tale categoria i titoli quotati che superano l'SPPI test e che sono detenuti con finalità di incasso dei flussi contrattuali e di vendita;
- fair value con contropartita Conto economico (FVTPL), come categoria residuale, per le attività che non sono detenute in uno dei business model di cui sopra. In tale categoria rientrano principalmente gli strumenti finanziari derivati detenuti con finalità di negoziazione e gli strumenti di debito i cui flussi contrattuali non sono rappresentati solo da capitale e interesse.

Le attività finanziarie con derivati impliciti sono valutate interamente al fair value con contropartita Conto economico se non superano l'SPPI test come unico strumento finanziario.

Le attività finanziarie che si qualificano come contingent consideration sono valutate al fair value con contropartita Conto economico.

Sulla base dei sopra richiamati nuovi criteri introdotti dall'IFRS 9 (i.e. SPPI test e business model) sono state verificate le modalità di classificazione degli strumenti finanziari detenuti dal Gruppo previste dallo IAS 39 rispetto a quelle attuali.

Per le partecipazioni in altre imprese non detenute per finalità di trading, classificate come available for sale (AFS) in base allo IAS 39, il Gruppo ha esercitato l'opzione, ammessa dal nuovo principio, di designare irrevocabilmente tali partecipazioni al FVOCI. Pertanto, le successive variazioni di fair value e l'impairment saranno rilevati nell'OCI, senza riclassifica a Conto economico in caso di derecognition delle partecipazioni. Diversamente, i dividendi maturati affluiranno nel Conto economico.

Ne deriva che tali partecipazioni sono state riclassificate tra le attività finanziarie valutate al FVOCI. Analoga riclassifica, in ambito OCI, è stata effettuata da riserva AFS a riserva FVOCI.

In linea con l'IFRS 9, il Gruppo rileva le passività finanziarie non misurate al fair value con contropartita Conto economico al fair value meno i costi di transazione.

Successivamente all'iscrizione iniziale il Gruppo valuta le passività finanziarie al costo ammortizzato o al fair value in presenza di specifiche circostanze. In caso di passività finanziarie per le quali sia stata eletta la fair value option in sede di rilevazione iniziale, la porzione delle variazioni di fair value dovute all'own credit risk è rilevata a OCI.

Le passività finanziarie che si qualificano come contingent consideration sono valutate al fair value con contropartita Conto economico.

A partire dal 1° gennaio 2018, inoltre il Gruppo applica le Modifiche all'IFRS 9: "Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa", in conformità alle quali i requisiti previsti dall'IFRS 9 per l'adeguamento del costo ammortizzato di una passività finanziaria in caso di modifica (o di una sostituzione) che non determina l'eliminazione contabile della passività finanziaria risultano coerenti con le analoghe previsioni per la modifica di un'attività finanziaria che non determina l'eliminazione contabile dell'attività. Di conseguenza, in tali circostanze, i nuovi flussi di cassa sono attualizzati al tasso di interesse effettivo originario e la differenza tra il valore contabile *ante* modifica della passività e il nuovo valore è rilevato a Conto economico alla data della modifica.

In conformità all'IFRS 9 il Gruppo ha adottato, a partire dal 1° gennaio 2018, un nuovo modello di impairment per tutte le attività finanziarie non valutate al fair value con contropartita Conto economico e per le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione del principio. Tale nuovo modello è basato sulla determinazione delle perdite attese (expected credit loss - ECL) secondo un approccio forward-looking.

In buona sostanza, il modello prevede:

- a) l'applicazione di un unico framework a tutte le attività finanziarie;
- b) la rilevazione delle perdite attese in ogni momento e l'aggiornamento dell'ammontare delle stesse a ogni fine periodo contabile, al fine di riflettere le variazioni nel rischio di credito dello strumento finanziario;
- c) la valutazione delle perdite attese sulla base delle ragionevoli informazioni, disponibili senza costi eccessivi, ivi incluse informazioni storiche, correnti e previsionali.

In considerazione dello specifico mercato di riferimento e del contesto normativo e regolatorio di settore, nonché delle aspettative di recupero dopo 90 giorni, ai fini della determinazione delle perdite attese, il Gruppo Enel applica principalmente una definizione di default pari a 180 giorni past due, in quanto effettiva indicazione di incremento significativo del rischio di credito. Pertanto, le attività finanziarie scadute da oltre 90 giorni, generalmente, non sono considerate come in default.

Per i crediti commerciali, i contract asset e i lease receivable, ivi inclusi quelli con componente finanziaria significativa, il Gruppo adotta l'approccio semplificato determinando le perdite attese su un orizzonte corrispondente all'intera vita del credito, generalmente pari a 12 mesi.

In particolare, per i crediti commerciali il Gruppo applica principalmente un approccio collettivo basato sulla suddivisione degli stessi in specifici cluster, tenendo conto anche dello specifico contesto normativo e regolatorio di riferimento. Solo qualora i crediti commerciali siano ritenuti dal management individualmente significativi e si disponga di informazioni puntuali circa l'incremento significativo del rischio di credito, il Gruppo applica un approccio analitico.

Per tutte le altre attività finanziarie diverse dai crediti commerciali, contract asset e lease receivable il Gruppo applica l'approccio generale basato sul monitoraggio dell'andamento del rischio di credito a partire dall'origination. Il calcolo dell'expected credit loss, quindi, considera un orizzonte temporale di 12 mesi nel caso in cui, alla data di chiusura contabile, non si sia manifestato alcun incremento significativo del rischio di credito; in caso contrario, l'orizzonte temporale di riferimento per il calcolo sarà l'intera vita dell'attività, secondo un approccio lifetime.

Con riferimento all'hedge accounting, il Gruppo Enel si è dotato di un nuovo modello conforme al nuovo principio IFRS 9, applicato prospetticamente.

In base al nuovo approccio, una relazione di copertura risulta efficace se e solo se rispetta i seguenti requisiti:

- a) esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;

- b) il rischio di credito non è dominante rispetto alle variazioni di valore; e
- c) il rapporto di copertura (c.d. "hedge ratio") è il medesimo utilizzato per finalità di risk management ovvero la quantità coperta dell'elemento oggetto di copertura e la quantità dello strumento di copertura utilizzata per coprire l'elemento coperto.

Al 1° gennaio 2018, sono stati verificati i nuovi requisiti di efficacia di tutte le relazioni di copertura in essere senza necessità di effettuare interruzioni.

Con particolare riferimento ai costi di hedging, per tutte le relazioni di copertura in essere al 1° gennaio 2018 che utilizzano cross currency swap (CCS) come strumento di copertura, il Gruppo ha optato per l'applicazione retrospettiva delle previsioni relative alla separazione dei currency basis spread dalla relazione di copertura, sospendendo a OCI le relative variazioni di fair value.

In conformità all'IFRS 9, infine, il Gruppo procede a effettuare il basis adjustment, riclassificando il risultato efficace della copertura a rettifica del valore di prima iscrizione dell'oggetto coperto, in caso di coperture di cash flow hedge di elementi non finanziari, principalmente rappresentati da investimenti in valuta estera effettuati dalle società del Gruppo operanti nel settore delle energie rinnovabili.

- > "IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti", emesso a maggio 2014, inclusivo delle "Modifiche all'IFRS 15: data di entrata in vigore dell'IFRS 15", emesse a settembre 2015. Il nuovo standard sostituisce "IAS 11 - Lavori su ordinazione", "IAS 18 - Ricavi", "IFRIC 13 - Programmi di fidelizzazione della clientela", "IFRIC 15 - Accordi per la costruzione di immobili", "IFRIC 18 - Cessioni di attività da parte della clientela", "SIC 31 - Ricavi - Servizi di baratto comprendenti servizi pubblicitari" e si applica a tutti i contratti con i clienti, a eccezione di alcune esclusioni (per esempio, contratti di leasing e di assicurazione, strumenti finanziari, ecc.). In base a quanto previsto dal nuovo principio, il Gruppo Enel applica le nuove previsioni di riferimento per la rilevazione e la misurazione dei ricavi in modo da rappresentare fedelmente il processo di trasferimento dei beni e servizi ai clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo che si attende di ottenere in cambio dei beni e dei servizi forniti. Ai fini della rilevazione dei ricavi, il Gruppo Enel applica un modello costituito da 5 fasi fondamentali (steps): identificare il contratto con il cliente (step 1); identificare le obbligazioni contrattuali, rilevando i beni o i servizi separabili come obbligazioni separate (step 2); determinare il prezzo della transazione, ossia l'ammontare del corrispettivo che si attende di ottenere (step 3); allocare il prezzo della transazione a ciascuna obbligazione individuata nel contratto sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio separabile (step 4); rilevare i ricavi quando (o se) ciascuna obbligazione contrattuale è soddisfatta mediante il trasferimento al cliente del bene o del servizio, ossia quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio (step 5).

L'IFRS 15 include anche una serie di note di commento che forniscono un'informativa completa circa la natura, l'ammontare, la tempistica e il grado di incertezza dei ricavi e dei flussi finanziari derivanti dai contratti con i clienti.

- > "Chiarimenti dell'IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti", emesso ad aprile 2016, introduce alcune modifiche al principio al fine di chiarire alcuni espedienti pratici e alcuni temi discussi nell'ambito del Joint Transition Resource Group costituito tra IASB e FASB. L'obiettivo di tali modifiche è quello di chiarire alcune previsioni dell'IFRS 15 senza alterare i principi cardine dello standard.
- > "Modifiche all'IFRS 4: Applicazione congiunta dell'IFRS 9 Strumenti finanziari e dell'IFRS 4 Contratti assicurativi", emesso a settembre 2016. Le modifiche:
 - permettono alle società la cui attività prevalente è connessa all'assicurazione di posticipare l'applicazione dell'IFRS 9 sino al 2021 ("temporary exemption"); e
 - attribuiscono alle società assicuratrici, sino alla futura emissione del nuovo principio contabile sui contratti di assicurazione, l'opzione di rilevare nelle altre componenti di Conto economico (OCI), piuttosto che a Conto economico, la volatilità che dovrebbe emergere dall'applicazione dell'IFRS 9 ("overlay approach").

Il Gruppo Enel ha deciso di non esercitare l'opzione di esenzione temporanea per l'applicazione dell'IFRS 9 al settore assicurativo.

- > “Modifiche allo IAS 40: Cambiamenti di destinazione di investimenti immobiliari”, emesso a dicembre 2016; le modifiche chiariscono che i trasferimenti a, o da investimenti immobiliari, devono essere giustificati da un cambio d’uso supportato da evidenze; il semplice cambio di intenzione non è sufficiente a supportare tale trasferimento. Le modifiche hanno ampliato gli esempi di cambiamento d’uso per includere le attività in costruzione e sviluppo e non solo il trasferimento di immobili completati.
- > “Modifiche all’IFRS 2: Pagamenti basati su azioni”, emesso a giugno 2016. Le modifiche:
 - chiariscono che il fair value di una transazione con pagamento basato su azioni regolate per cassa alla data di valutazione (i.e. alla data di assegnazione, alla chiusura di ogni periodo contabile e alla data di regolazione) deve essere calcolato tenendo in considerazione le condizioni di mercato (per esempio un target del prezzo delle azioni) e le condizioni diverse da quelle di maturazione, ignorando le condizioni di permanenza in servizio e le condizioni di conseguimento dei risultati diverse da quelle di mercato;
 - chiariscono che i pagamenti basati su azioni con la caratteristica di liquidazione al netto della ritenuta d’acconto devono essere classificati interamente come operazioni regolate con azioni (a patto che sarebbero state così classificate anche senza la caratteristica del pagamento al netto della ritenuta d’acconto);
 - forniscono alcune previsioni sul trattamento contabile delle modifiche ai termini e alle condizioni che determinano il cambiamento di classificazione da pagamenti basati su azioni regolati per cassa a pagamenti basati su azioni regolati mediante l’emissione di azioni.
- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016”, emesso a dicembre 2016; in particolare sono stati modificati i seguenti principi:
 - “IFRS 1 - Prima adozione degli International Financial Reporting Standards”; le modifiche hanno eliminato le “esenzioni a breve termine” inerenti le disposizioni transitorie all’IFRS 7, IAS 19 e IFRS 10.
 - “IAS 28 - Partecipazioni in società collegate e joint venture”; le modifiche chiariscono che la scelta di valutare le partecipazioni in società collegate o joint venture al fair value rilevato a Conto economico detenute da una società d’investimento (o un fondo comune, fondo d’investimento o entità analoghe, inclusi i fondi assicurativi) deve essere effettuata alla data di rilevazione iniziale, su base individuale, per ciascuna partecipazione.
- > “IFRIC 22 - Operazioni in valuta estera e anticipi”, emesso a dicembre 2016; l’interpretazione chiarisce che, ai fini della determinazione del tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un’attività, costi o ricavi (o parte di essi), la data dell’operazione è quella nella quale la società rileva l’eventuale attività (passività) non monetaria per effetto di anticipi versati (ricevuti). Se ci sono più pagamenti o incassi anticipati, la società deve determinare la data dell’operazione per ogni anticipo versato o ricevuto.

Peraltro, a partire dal 1° gennaio 2018, il Gruppo, relativamente alle società argentine, applica lo “IAS 29 - Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate”.

Il citato principio si applica ai bilanci di società la cui moneta funzionale è la moneta di un’economia iperinflazionata e definisce, essenzialmente, i criteri di misurazione, presentazione e disclosure in caso di economie iperinflazionate.

In tali circostanze, al fine di riflettere in bilancio la perdita di potere di acquisto della moneta funzionale, le poste non monetarie, del patrimonio netto e quelle derivanti da contratti con clausole di indicizzazione all’inflazione sono rimisurate, nei limiti del loro valore recuperabile, applicando un indice di inflazione espressione del generale andamento dei prezzi nel periodo di iperinflazione.

Gli effetti di tale valutazione in fase di prima applicazione del principio sono rilevati, al netto del relativo effetto fiscale, nel patrimonio netto.

Diversamente, il risultato del periodo contabile di prima applicazione, nonché di quelli successivi per la durata del periodo di iperinflazione, sarà incluso nel Conto economico e presentato separatamente rispetto alle altre voci di bilancio.

Infine, allo scopo di chiarire gli effetti dell’iperinflazione sui dati di bilancio è richiesto di dare informativa in merito alle ragioni di applicazione del principio, ai criteri di predisposizione del bilancio nonché all’indice di inflazione applicato alla fine del periodo contabile e le sue variazioni nel periodo corrente e rispetto a quello precedente.

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. Tenuto conto degli effetti economici, ragionevolmente poco rilevanti, se si considera che il Gruppo opera sia nell'emisfero boreale sia in quello australe, di tale andamento, non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei 12 mesi chiusi al 30 settembre 2018.

2. Effetti derivanti dall'applicazione di nuovi principi contabili

Impatti derivanti dalla prima applicazione degli IFRS 9 e 15

Con decorrenza 1° gennaio 2018, sono stati applicati per la prima volta i nuovi principi rivisti e modificati dallo IASB: IFRS 9 e IFRS 15. La prima applicazione, retrospettiva, ha comportato la rideterminazione di taluni saldi patrimoniali al 1° gennaio 2018, avendo Enel usufruito della semplificazione concessa dagli stessi principi in sede di prima applicazione.

Di seguito si commentano le principali novità apportate dai nuovi principi e per maggiori dettagli sul loro contenuto si rimanda alla precedente nota 1:

- > "IFRS 9 - Strumenti finanziari", emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, sostituisce l'attuale "IAS 39 - Financial Instruments: Recognition and Measurement" e supera tutte le precedenti versioni. La versione finale dell'IFRS 9 ingloba i risultati delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39 relative alla classificazione e misurazione, all'*Impairment* e all'*Hedge Accounting*.

Nel corso dell'esercizio 2017 è stata completato il progetto di transizione con riferimento ai tre ambiti di applicazione del nuovo principio. In particolare, relativamente a ciascuno stream progettuale, si evidenzia quanto segue:

- "*Classification and Measurement*": sono state verificate le modalità di classificazione degli strumenti finanziari previste dallo IAS 39 rispetto ai nuovi criteri previsti dall'IFRS 9 (i.e SPPI test e business model). Peraltro, in considerazione del fatto che, nel corso del primo trimestre 2018, sono state omologate le modifiche all'IFRS 9 - Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa", emesse dallo IASB a ottobre 2017 e applicabili a partire dal 1° gennaio 2019, con opzione di applicazione al 1° gennaio 2018, il Gruppo ha scelto di applicare anticipatamente e retrospettivamente le stesse. Nel corso del trimestre, sono state dunque analizzate le fattispecie impattate dalle modifiche che:
 - a) introducono un'eccezione per particolari attività finanziarie che altrimenti avrebbero flussi di cassa contrattuali che rappresentano esclusivamente pagamenti di capitale e interessi ma non soddisfano tale condizione solo per la previsione di un pagamento anticipato, consentendone la valutazione al fair value in determinate circostanze prescritte dal principio;
 - b) chiariscono che i requisiti previsti dall'IFRS 9 per l'adeguamento del costo ammortizzato di una passività finanziaria in caso di modifica (o di una sostituzione) che non determina l'eliminazione contabile risultano coerenti con le analoghe previsioni per la modifica di un'attività finanziaria. Di conseguenza, i nuovi flussi di cassa devono essere attualizzati al tasso di interesse effettivo originario e la differenza tra il valore attuale *ante* modifica della passività e il nuovo valore deve essere rilevata a Conto economico alla data della modifica. Relativamente a tale aspetto, Enel, con riferimento agli Exchange negoziati nel 2015 e nel 2016, applicò il trattamento contabile previsto dalle best practice internazionali, in conformità allo IAS 39, e non rilevò a Conto economico gli eventuali proventi e oneri alla data delle modifiche contrattuali, ammortizzando gli stessi lungo la vita residua della passività finanziaria modificata al tasso di interesse effettivo ricalcolato alla data di exchange. In virtù dell'applicazione anticipata di tali modifiche, si è dunque provveduto a contabilizzare con la nuova metodologia gli Exchange con

decorrenza 1° gennaio 2018, rideterminando i saldi di apertura che hanno comportato una rettifica positiva del patrimonio netto del Gruppo e contestuale minor debito finanziario per 129 milioni di euro.

- *“Impairment”*: è stata effettuata l’analisi delle attività finanziarie in portafoglio oggetto di impairment con particolare riferimento ai crediti commerciali rappresentativi della maggior parte dell’esposizione creditizia del Gruppo. In particolare, in applicazione dell’approccio semplificato previsto dal principio, tali crediti sono stati suddivisi in specifici cluster, tenendo conto anche del contesto normativo e regolamentare di riferimento ed è stato applicato il modello di impairment basato sulle perdite attese sviluppato dal Gruppo per la valutazione collettiva. Per i crediti commerciali ritenuti dal management individualmente significativi e per cui si dispongono informazioni più puntuali sull’incremento significativo del rischio di credito, all’interno del modello semplificato, è stato applicato un approccio analitico. L’applicazione del nuovo modello di impairment ha generato un impatto negativo sul patrimonio netto di Gruppo al 1° gennaio 2018 pari a 169 milioni di euro.
- *“Hedge Accounting”*: sono state svolte le specifiche attività volte a implementare il nuovo modello di *hedge accounting* sia in termini di test di efficacia e ribilanciamento delle relazioni di copertura, sia di analisi delle nuove strategie applicabili in base all’IFRS 9. In relazione agli strumenti di copertura, le modifiche più significative rispetto al modello di hedge accounting proposto dallo IAS 39, riguardano la possibilità di differire il time value di un’opzione, la componente forward di un contratto forward e i currency basis spread (i.e. “costi di hedging”) nell’OCI fino al momento in cui l’elemento coperto impatta il Conto economico. In pratica la riserva OCI che accoglieva il fair value degli strumenti di copertura (fair value “full”) è stata ripartita in due riserve OCI che accolgono rispettivamente il fair value “Basis-free” e il “Basis spread element”. In tabella si riepilogano gli effetti di tale ripartizione:

Miloni di euro	
IFRS 9	al 01.01.2018
Derivati - Fair value “full”	(1.740)
Derivati - Fair value “Basis-free”	(1.393)
Derivati – “Basis spread element”	(347)

- > *“IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti”*, emesso a maggio 2014, inclusivo delle *“Modifiche all’IFRS 15: data di entrata in vigore dell’IFRS 15”*, emesse a settembre 2015.

Il principio è stato applicato retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 con possibilità di rilevare l’effetto cumulato a patrimonio netto al 1° gennaio 2018.

In particolare, le fattispecie più significative a livello di bilancio consolidato di Gruppo che sono interessate dalle nuove disposizioni dell’IFRS 15 si riferiscono a principalmente a: (i) i ricavi da contratti di connessione alla rete elettrica precedentemente rilevati a Conto economico al momento dell’allaccio e, per effetto dell’IFRS 15, riscontati sulla base della natura dell’obbligazione risultante dal contratto con i clienti; (ii) capitalizzazione dei costi per l’acquisizione dei contratti con i clienti, limitatamente alle commissioni di vendita riconosciute agli agenti di natura incrementale. Gli effetti contabili sul patrimonio netto di Gruppo al 1° gennaio 2018 derivanti dal differimento delle connection fee e dalla capitalizzazione dei contract cost sono stati rispettivamente negativi per 3.960 milioni di euro e positivo per 291 milioni di euro.

Nella tabella seguente sono evidenziate le variazioni allo schema di Stato patrimoniale consolidato al 1° gennaio 2018 connesse all'applicazione dei due nuovi principi IFRS 9 e IFRS 15, oltre ad altri impatti minori rispetto a quelli commentati sopra riferiti all'IFRS 15.

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

	al 31.12.2017	Effetto IFRS 9	Effetto IFRS 15	al 01.01.2018
ATTIVITÀ				
Attività non correnti				
Attività materiali e immateriali	91.738	-	434	92.172
Avviamento	13.746	-	-	13.746
Partecipazioni valutate con il metodo I patrimonio netto	1.598	-	-	1.598
Altre attività non correnti	12.122	37	1.073	13.232
Totale attività non correnti	119.204	37	1.507	120.748
Attività correnti				
Rimanenze	2.722	-	-	2.722
Crediti commerciali	14.529	(189)	-	14.340
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.021	-	-	7.021
Altre attività correnti	10.195	(30)	13	10.178
Totale attività correnti	34.467	(219)	13	34.261
Attività possedute per la vendita	1.970	-	-	1.970
TOTALE ATTIVITÀ	155.641	(182)	1.520	156.979
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ				
Patrimonio netto del Gruppo	34.795	(38)	(3.650)	31.107
Interessenze di terzi	17.366	(15)	(556)	16.795
Totale patrimonio netto	52.161	(53)	(4.206)	47.902
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine	42.439	(129)	-	42.310
Fondi diversi e passività per imposte differite	15.576	-	(473)	15.103
Altre passività non correnti	5.001	-	6.196	11.197
Totale passività non correnti	63.016	(129)	5.723	68.610
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	8.894	-	-	8.894
Debiti commerciali	12.671	-	-	12.671
Altre passività correnti	17.170	-	3	17.173
Totale passività correnti	38.735	-	3	38.738
Passività possedute per la vendita	1.729	-	-	1.729
TOTALE PASSIVITÀ	103.480	(129)	5.726	109.077
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	155.641	(182)	1.520	156.979

Argentina - economia iperinflazionata: impatti per l'applicazione dello IAS 29

A partire dal 1° luglio 2018 l'economia argentina è considerata iperinflazionata in base ai criteri stabiliti dallo "IAS 29 - Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate". Ciò a seguito della valutazione di una serie di elementi qualitativi e quantitativi, tra i quali la presenza di un tasso di inflazione cumulato maggiore del 100% nell'arco dei 3 anni precedenti.

Ai fini della predisposizione del presente bilancio consolidato abbreviato e in accordo con quanto disposto dallo IAS 29, talune voci delle situazioni patrimoniali delle società partecipate in Argentina sono state rimisurate applicando l'indice generale dei prezzi al consumo ai dati storici, al fine di riflettere le modifiche al potere di acquisto del peso argentino alla data di chiusura dei bilanci delle stesse.

Tenendo presente che il Gruppo Enel ha acquisito il controllo delle società argentine il 25 giugno 2009, la rimisurazione dei dati patrimoniali non monetari dei bilanci di tali società è stata effettuata applicando gli indici di inflazione a partire da tale data. In particolare, gli effetti contabili di tale rimisurazione alla data di prima applicazione del suddetto principio e le successive rimisurazioni sono stati rilevati con le seguenti modalità:

- > l'effetto derivante dall'adeguamento inflazionistico fino al 31 dicembre 2017 delle attività e passività non monetarie e del patrimonio netto è rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto, al netto del relativo effetto fiscale;
- > l'effetto relativo alla rimisurazione delle medesime poste non monetarie, delle poste di patrimonio netto, nonché delle componenti di Conto economico rilevate nel corso dei primi nove mesi del 2018, effettuata per tenere conto della variazione nei primi nove mesi del 2018 dell'indice dei prezzi di riferimento, è stato rilevato in contropartita di una apposita voce di Conto economico tra i proventi e oneri finanziari. Il relativo effetto fiscale è stato rilevato tra le imposte del periodo.

Per tener poi conto dell'impatto dell'iperinflazione anche sul corso monetario della valuta locale i saldi dei conti economici espressi in valuta iperinflazionata sono stati convertiti nella valuta di presentazione del Gruppo applicando, come prevede lo IAS 21, il tasso di cambio finale anziché quello medio del periodo con la finalità di riportare tali ammontari ai valori correnti.

In base a quanto previsto dallo IAS 21 par. 42.b non si è reso necessario effettuare la rideterminazione ai soli fini comparativi dei saldi patrimoniali ed economici rispettivamente dell'esercizio 2017 e del periodo precedente (primi nove mesi del 2017) in quanto la valuta di presentazione del Gruppo non appartiene a un'economia iperinflazionata.

Di seguito si riportano i livelli cumulati degli indici generali dei prezzi al consumo rispettivamente alla data del 31 dicembre 2017 e del 30 settembre 2018:

Periodi	Indici generali dei prezzi al consumo cumulati
Dal 1° luglio 2009 al 31 dicembre 2017	284,27%
Dal 1° gennaio 2018 al 30 settembre 2018	28,19%

La prima applicazione dello IAS 29 genera un adeguamento positivo (al netto del relativo effetto fiscale) rilevato nelle riserve di patrimonio netto del bilancio consolidato al 1° gennaio 2018 pari a 516 milioni di euro, di cui 188 milioni di euro attribuiti al Gruppo. Inoltre, nel corso dei primi nove mesi del 2018 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 100 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale di apertura al 1° gennaio 2018 e quelli dell'iperinflazione cumulati al 30 settembre 2018, oltre a dare evidenza degli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico relativamente ai primi nove mesi del 2018, differenziando quanto afferente alla rivalutazione in base

agli indici generali dei prezzi al consumo e quanto afferente all'applicazione del tasso di cambio finale anziché del tasso di cambio medio del periodo, per quanto previsto dallo IAS 21 per economie in iperinflazione.

Milioni di euro

	Effetto iperinflazione cumulato al 01.01.2018	Effetto iperinflazione del periodo	Differ. cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 30.09.2018
Totale attività	688	194	(340)	542
Totale passività	172	48	(85)	135
Patrimonio netto	516	146 ⁽¹⁾	(255)	407

(1) Il dato include il risultato netto del periodo dei primi nove mesi del 2018 pari a 32 milioni di euro.

Milioni di euro

Primi nove mesi 2018

	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto
Ricavi e altri proventi	59	(402)	(343)
Costi	81 ⁽¹⁾	(324) ⁽²⁾	(243)
Risultato operativo	(22)	(78)	(100)
Proventi/(Oneri) finanziari	2	(19)	(17)
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	100	-	100
Risultato prima delle imposte	80	(97)	(17)
Imposte	48	(26)	22
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	32	(71)	(39)
Quota di interessenza del Gruppo	15	(16)	(1)
Quota di interessenza di terzi	17	(55)	(38)

(1) Il dato include ammortamenti e impairment per 38 milioni di euro.

(2) Il dato include ammortamenti e impairment per -27 milioni di euro.

3. Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 settembre 2018, rispetto a quella del 30 settembre 2017 e del 31 dicembre 2017, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2017

- > Acquisizione, in data 10 gennaio 2017, del 100% di **Demand Energy Networks**, società con sede negli Stati Uniti specializzata in soluzioni software e sistemi di accumulo energetico intelligenti;
- > acquisizione, in data 10 febbraio 2017, del 100% di **Más Energía**, società messicana operante nel settore delle energie rinnovabili;
- > acquisizione, in data 14 febbraio 2017 e 4 maggio 2017 rispettivamente, del 94,84% e del 5,04% del capitale sociale (per un totale quindi del 99,88%) di **Celg Distribuição (CELG-D)**, società di distribuzione di energia che opera nello Stato brasiliano di Goiás;
- > acquisizione, in data 16 maggio 2017, del 100% di **Tynemouth Energy Storage**, società britannica attiva nel settore dell'accumulo di energia elettrica;

- > acquisizione, in data 4 giugno 2017, del 100% di **Amec Foster Wheeler Power (oggi Enel Green Power Sannio)**, società proprietaria di due impianti eolici in provincia di Avellino;
- > in data 7 agosto 2017 si è perfezionato l'acquisto del 100% del **Gruppo EnerNOC** a seguito del buon esito dell'offerta di Enel Green Power North America ai precedenti azionisti.

2018

- > Vendita, in data 12 marzo 2018, dell'86,4% del capitale sociale di **Erdwärme Oberland GmbH**, società di sviluppo di impianti geotermici con sede in Germania. Il corrispettivo totale dell'operazione è pari a 0,9 milioni di euro, con una plusvalenza realizzata di 1 milione di euro;
- > acquisizione, perfezionata in data 2 aprile 2018, del 33,6% delle azioni di minoranza di **Enel Generación Chile**, consentendo così a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale. Inoltre, in tale data è diventata efficace la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile;
- > formalizzazione, in data 3 aprile 2018, attraverso Enel Green Power España, dell'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società **Parques Eólicos Gestinver SLU** e **Parques Eólicos Gestinver Gestión SLU** per un importo di 57 milioni di euro, di cui 15 milioni per l'accollo del debito esistente;
- > acquisizione, perfezionata il 7 giugno 2018, da parte di Enel Sudeste del controllo della società brasiliana di distribuzione elettrica **Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA** a seguito della prima adesione da parte degli azionisti. L'acquisizione è avvenuta tramite OPA sul 100% delle azioni con scadenza il 4 luglio 2018. Al 30 settembre 2018 la società è stata consolidata secondo una percentuale di partecipazione detenuta dal Gruppo del 95,88% in virtù delle considerazioni più dettagliatamente illustrate nei successivi paragrafi della presente nota;
- > acquisizione, in data 25 luglio 2018, attraverso la controllata Endesa Red, del 94,6% del capitale di **Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA**, società operante nella distribuzione e vendita di energia elettrica nella città autonoma di Ceuta in Nord Africa;
- > cessione, in data 28 settembre 2018, a Caisse de dépôt et placement du Québec ("CDPQ"), un investitore istituzionale di lungo termine, e al veicolo di investimento dei principali fondi pensione messicani CKD Infraestructura México SA de Cv ("CKD IM"), dell'80% del capitale sociale di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di altrettanti impianti in esercizio e in costruzione. A seguito del perfezionamento dell'operazione Enel Green Power possiede il 20% del capitale sociale pertanto le società sono ora valutate 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:

- > riassetto societario in Cile attraverso l'operazione "Elqui" che ha comportato l'acquisizione di interessenze di terzi di Enel Generación Chile raggiungendo una partecipazione diretta al 93,55% attraverso Enel Chile (mentre in precedenza era partecipata al 59,98%), la riduzione della percentuale di interessenza in Enel Green Power Chile che è passata dal 100% al 61,93% a livello Gruppo, a seguito della fusione di Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile, e incremento della partecipazione complessiva in Enel Chile dal 60,62% al 61,93%. Nei paragrafi successivi si commenta l'operazione con maggiori dettagli;
- > il 3 luglio 2018 Enel, tramite Enel X International, ha finalizzato l'acquisizione da una holding controllata da Sixth Cinven Fund (fondo gestito dalla società di private equity internazionale Cinven), a fronte di un investimento di 150 milioni di euro, di circa il 21% del capitale di una società veicolo ("Zacapa Topco Sarl"), nella quale è confluito il 100%

di Ufinet International, operatore wholesale di reti in fibra ottica leader in Sud America. Sixth Cinven Fund, a sua volta, detiene il 79% del capitale di Zacapa Topco Sarl.

Acquisizione Eletropaulo

In data 4 giugno 2018 Enel ha acquisito, attraverso la società Enel Sudeste, il controllo della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA ("Eletropaulo"). L'acquisizione del controllo è avvenuta a seguito dell'OPA lanciata in data 17 aprile per un corrispettivo di 45,22 real brasiliani per azione e che ha visto, il 4 giugno 2018, una prima adesione da parte degli azionisti della società rappresentanti una quota azionaria di controllo del 73,38%.

Secondo quanto previsto dalla normativa della Borsa brasiliana, gli azionisti di Eletropaulo hanno avuto la possibilità di aderire all'OPA anche nei 30 giorni successivi (fino al 4 luglio 2018). In tale periodo di tempo Enel Sudeste ha acquisito ulteriori 33.359.292 azioni di Eletropaulo, pari al 19,9% del capitale sociale. La partecipazione complessiva posseduta da Enel Sudeste è aumentata quindi al 93,31% del capitale di Eletropaulo, e più precisamente del 95,03% tenendo presente che Eletropaulo possiede n. 3.058.154 di azioni proprie.

Nel Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2018 Eletropaulo è stata consolidata secondo una percentuale di partecipazione del 95,88% essendo noto a tale data l'esito finale dell'OPA.

Conseguentemente è emersa un'eccedenza del costo di acquisizione rispetto al patrimonio netto acquisito pari a 1.206 milioni di euro, che è stato provvisoriamente attribuito ad "Avviamento" in attesa che si completi il processo di purchase price allocation (PPA). Di seguito riportiamo i dettagli:

Determinazione avviamento

Milioni di euro	Valori rilevati al 7 giugno 2018
Immobili, impianti e macchinari	24
Attività immateriali	1.061
Attività per imposte anticipate	615
Altre attività non correnti	839
Crediti commerciali	778
Rimanenze	66
Altre attività correnti	228
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	226
Finanziamenti	(1.018)
Benefici ai dipendenti	(803)
Passività per imposte differite	(165)
Altre passività non correnti	(123)
Fondi rischi e oneri	(457)
Debiti commerciali	(375)
Altre passività correnti	(544)
Interessenze di terzi	(17)
Attività nette acquisite	335
Costo dell'acquisizione	1.541
<i>(di cui versati per cassa)</i>	1.541
Avviamento/(Badwill)	1.206

Alla data del 30 settembre 2018 risulta versato l'intero ammontare del costo totale dell'acquisizione per un importo pari a 1.541 milioni di euro.

Si segnala che in virtù delle caratteristiche del regime di concessione in cui la società opera, l'attività di distribuzione elettrica esercitata dalla società rientra nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

La contribuzione di Eletropaulo ai risultati dei primi nove mesi del 2018 è di 1.270 milioni di euro di ricavi e di 48 milioni di euro di risultato operativo.

Acquisizione Parques Eólicos Gestinver

In data 3 aprile 2018, Enel Green Power España ("EGPE") ha perfezionato l'acquisto del 100% di Parques Eólicos Gestinver SL, società che possiede cinque impianti eolici per una capacità totale di circa 132 MW.

L'acquisizione ha comportato un cash out di 57 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono esposti i fair value provvisori delle attività acquisite nette:

Milioni di euro	Valori rilevati al 3 aprile 2018
Immobili, impianti e macchinari	139
Attività immateriali	34
Attività per imposte anticipate	8
Crediti commerciali	5
Altre attività correnti	2
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11
Finanziamenti	(116)
Passività per imposte differite	(9)
Altre passività non correnti	(11)
Fondi rischi e oneri	(2)
Debiti commerciali	(1)
Altre passività correnti	(3)
Attività nette acquisite	57

La contribuzione di Parques Eólicos Gestinver ai risultati dei primi nove mesi del 2018 è di 10 milioni di euro nei ricavi e di 4 milioni di euro sul risultato operativo.

Acquisizione Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta

In data 25 luglio 2018, Endesa Red ha perfezionato l'acquisto del 94,6% del capitale di Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA, società operante nella distribuzione e vendita di energia elettrica nella città autonoma di Ceuta in Nord Africa. L'acquisizione ha comportato un cash out di 83 milioni di euro.

Milioni di euro	Valori rilevati al 25 luglio 2018
Immobili, impianti e macchinari	59
Attività immateriali	24
Crediti commerciali	3
Altre attività correnti	1
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2
Quota corrente dei crediti finanziari a medio-lungo termine	1
Passività per imposte differite	(5)
Altre passività non correnti	(15)
Altri benefici al personale	(1)
Debiti commerciali	(1)
Altre passività correnti	(1)
Interessenze di terzi	(4)
Attività nette acquisite	63
Costo dell'acquisizione	83
<i>(di cui versati per cassa)</i>	83
Avviamento/(Badwill)	20

Altre acquisizioni minori

Determinazione avviamento

Milioni di euro	EPM Eólica Dolores	Energía Limpia de Puerto Libertad	Acquisizioni minori EGPE
Attività nette acquisite	-	-	3
Costo dell'acquisizione	5	4	3
<i>(di cui versati per cassa)</i>	4	4	3
Avviamento	5	4	-

Si precisa che per le altre acquisizioni minori il Gruppo procederà all'identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte entro i 12 mesi successivi alla data di acquisizione.

Riassetto societario in Cile - Operazione "Elqui"

In relazione al piano strategico di semplificazione del Gruppo, nel corso del primo semestre 2018 è stato avviato il processo di riorganizzazione delle partecipazioni rivolto a ridurre il numero delle società operative in Sud America, A tale scopo il 26 marzo Enel ha concluso con successo l'OPA lanciata da Enel Chile sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza di quest'ultima con la quale Enel Chile ha acquisito circa il 33,6% del capitale di Enel Generación Chile incrementando così la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale.

L'operazione è stata perfezionata il 2 aprile attraverso il versamento del corrispettivo pagato per il 60% attraverso disponibilità liquide e per il 40% attraverso azioni di Enel Chile.

Inoltre, il 2 aprile 2018, è diventata efficace la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile e l'aumento di capitale di quest'ultima a servizio della stessa fusione; nella medesima data ai soci di Enel Chile che hanno esercitato in relazione a tale fusione il diritto di recesso è stato liquidato il valore delle loro azioni.

A livello di Gruppo Enel l'effetto combinato delle due operazioni ha comportato un incremento dell'1,31% della partecipazione del Gruppo in Enel Chile che è passata, quindi, da 60,62% a 61,93%.

Gli effetti contabili dell'operazione, configurandosi come operazione su non-controlling interest e non rientra nell'ambito di applicazione dell'IFRS 3, ha comportato una riduzione delle interessenze di terzi e un impatto negativo sulla riserva di non-controlling interest per un ammontare di 506 milioni di euro a fronte di un esborso complessivo di 1.406 milioni di euro.

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 2018 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	27.031	14.830	10.428	1.698	955	73	231	55.246
Ricavi e altri proventi intersettoriali	551	45	4	6	1	-	(607)	-
Totale ricavi e altri proventi	27.582	14.875	10.432	1.704	956	73	(376)	55.246
Totale costi	22.131	12.253	7.419	1.324	482	33	(328)	43.314
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	99	97	3	-	5	-	(2)	202
Ammortamenti	1.388	1.224	899	146	193	31	19	3.900
Impairment	605	239	100	28	1	3	-	976
Ripristini di valore	(1)	(162)	(1)	(15)	-	-	(1)	(180)
Risultato operativo	3.558	1.418	2.018	221	285	6	(68)	7.438
Investimenti	1.602 ⁽²⁾	835	1.380	216	968 ⁽³⁾	97	61	5.159

(1) I ricavi e altri proventi 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 3 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 375 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primi nove mesi 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	27.291	14.671	9.812	1.725	606	72	11	54.188
Ricavi e altri proventi intersettoriali	508	30	18	25	2	-	(583)	-
Totale ricavi e altri proventi	27.799	14.701	9.830	1.750	608	72	(572)	54.188
Totale costi	22.960	12.165	6.717	1.341	281	25	(368)	43.121
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	399	7	4	-	(1)	-	(26)	383
Ammortamenti	1.304	1.140	864	147	145	31	12	3.643
Impairment	379	265	117	29	-	-	(1)	789
Ripristini di valore	-	(178)	(2)	(20)	-	1	-	(199)
Risultato operativo	3.555	1.316	2.138	253	181	15	(241)	7.217
Investimenti	1.124	582	2.094	208 ⁽²⁾	1.479	25	8	5.520

(1) I ricavi e altri proventi 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 27 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 30 settembre 2018

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	26.080	23.679	17.103	3.055	5.334	754	58	76.063
Attività immateriali	1.735	15.812	13.436	733	789	107	71	32.683
Crediti commerciali	7.651	2.437	3.986	313	294	29	(850)	13.860
Altro	3.765	1.779	1.371	172	264	15	(4)	7.362
Attività operative	39.231 ⁽¹⁾	43.707	35.896	4.273	6.681	905	(725)	129.968
Debiti commerciali	6.018	2.180	2.786	303	648	94	(807)	11.222
Fondi diversi	2.699	3.508	2.480	97	40	17	495	9.336
Altro	10.069	4.497	2.728	628	377	86	(304)	18.081
Passività operative	18.786 ⁽²⁾	10.185	7.994	1.028	1.065	197	(616)	38.639

(1) Di cui 75 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Al 31 dicembre 2017

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.935	23.783	17.064	3.052	5.800	749	54	76.437
Attività immateriali	1.358	15.662	11.857	731	838	115	34	30.595
Crediti commerciali	10.073	2.340	2.432	337	193	29	(856)	14.548
Altro	3.033	1.697	954	194	377	10	(308)	5.957
Attività operative	40.399 ⁽¹⁾	43.482	32.307	4.314 ⁽²⁾	7.208 ⁽³⁾	903	(1.076)	127.537
Debiti commerciali	6.847	2.738	2.790	426	782	60	(837)	12.806
Fondi diversi	2.843	3.592	1.325	101	29	20	527	8.437
Altro	7.170	3.225	2.451	297	254	74	(244)	13.227
Passività operative	16.860	9.555	6.566	824 ⁽⁴⁾	1.065 ⁽⁵⁾	154	(554)	34.470

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

(2) Di cui 141 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 1.675 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 74 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro	al 30.09.2018	al 31.12.2017
Totale attività	169.973	155.641
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.880	1.598
Altre attività finanziarie non correnti	6.024	4.704
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	267	260
Attività finanziarie correnti	12.645	6.923
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.598	7.021
Attività per imposte anticipate	8.015	6.354
Crediti tributari	1.566	1.094
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	10	150
Attività di settore	129.968	127.537
Totale passività	121.872	103.480
Finanziamenti a lungo termine	50.476	42.439
Passività finanziarie non correnti	2.844	2.998
Finanziamenti a breve termine	6.109	1.894
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.426	7.000
Passività finanziarie correnti	7.820	3.214
Passività di imposte differite	8.166	8.348
Debiti per imposte sul reddito	1.119	284
Debiti tributari diversi	2.272	1.323
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	1	1.510
Passività di settore	38.639	34.470

Ricavi e altri proventi

5.a Ricavi e altri proventi - Euro 55.246 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Vendita energia elettrica	31.800	32.333	(533)	-1,6%
Trasporto energia elettrica	7.713	7.373	340	4,6%
Corrispettivi da gestori di rete	720	607	113	18,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.268	1.254	14	1,1%
Vendita gas	3.123	2.832	291	10,3%
Trasporto gas	424	391	33	8,4%
Altri ricavi e proventi	10.198	9.398	800	8,5%
Totale ricavi e altri proventi	55.246	54.188	1.058	2,0%

Nei primi nove mesi del 2018 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 31.800 milioni di euro, con un decremento di 533 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-1,6%). Tali ricavi includono i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 24.193 milioni di euro (23.445 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017), i ricavi per vendita di energia all'ingrosso (non inclusivi dei corrispettivi da gestori di rete) per 6.021 milioni di euro (6.483 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017), nonché i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 1.586 milioni di euro (2.405 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017).

Tale variazione negativa può essere ricondotta a:

- > maggiori ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 748 milioni di euro da riferire prevalentemente all'incremento dei ricavi in Sud America connesso all'aumento dei volumi, in seguito all'acquisizione di Eletropaulo e all'incremento dei prezzi, solo in parte compensato dall'impatto negativo dell'andamento del cambio nonché ai maggiori ricavi in Italia e in Romania in relazione all'incremento delle quantità vendute nel mercato libero parzialmente compensato da una riduzione dei volumi nel mercato regolato dovuto al passaggio dei clienti al mercato libero. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi nelle società spagnole per effetto della riduzione delle quantità vendute;
- > minori ricavi da vendita di energia all'ingrosso per 462 milioni di euro da attribuire alla riduzione dei ricavi in Italia, a seguito dei minori volumi intermediati mediante contratti bilaterali, solo in parte compensati dall'incremento della produzione da fonte rinnovabile che ha determinato un incremento delle quantità vendute sulla Borsa, e in Russia per effetto della riduzione dei prezzi e delle quantità vendute;
- > decremento dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 819 milioni di euro a seguito della riduzione dei volumi intermediati in Italia.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano nei primi nove mesi del 2018 a 7.713 milioni di euro, con un incremento di 340 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 2.390 milioni di euro (2.279 milioni di euro nell'analogo periodo del 2017) e del mercato libero per 1.700 milioni di euro (1.646 milioni di euro nell'analogo periodo del 2017), nonché i ricavi per trasporto di energia ad altri operatori per 3.623 milioni di euro (3.448 milioni di euro nell'analogo periodo del 2017). L'incremento risulta prevalentemente concentrato in Sud America e in Spagna, parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi in Italia derivante da minori ricavi per trasporto sul mercato regolato, in linea con la riduzione delle quantità vendute e del numero di clienti serviti.

I ricavi per **corrispettivi da gestori di rete** sono pari nei primi nove mesi del 2018 a 720 milioni di euro, in aumento di 113 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento è da attribuire ai maggiori corrispettivi per la remunerazione del parco impianti di generazione in Italia rientrante nel perimetro delle "unità essenziali" per il sistema elettrico al fine di assicurarne adeguati standard di gestione in sicurezza.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nei primi nove mesi del 2018 sono pari a 1.268 milioni di euro, in incremento di 14 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente.

I ricavi per **vendita di gas** verso clienti finali nei primi nove mesi del 2018 ammontano a 3.123 milioni di euro, con un incremento di 291 milioni di euro da riferire prevalentemente all'aumento dei ricavi in Spagna e in Italia dovuto a un incremento delle quantità vendute, nonché ai maggiori ricavi in Sud America.

I ricavi per **trasporto di gas** nei primi nove mesi del 2018 sono pari a 424 milioni di euro, in incremento di 33 milioni di euro da attribuire ai maggiori ricavi registrati in Italia.

Gli **altri ricavi e proventi** si attestano nei primi nove mesi del 2018 ammontano a 10.198 milioni di euro, con un incremento di 800 milioni di euro da riferire principalmente:

- > a maggiori ricavi per vendite combustibili da attività di trading 203 milioni di euro;
- > un incremento dei ricavi per 218 milioni di euro rilevati da EnerNOC nell'ambito del business dei servizi a valore aggiunto connesso prevalentemente all'attività del Demand-Response. EnerNOC svolge tali attività in qualità di aggregatore di consumatori commerciali e industriali che accettano di bilanciare il proprio consumo in base alle esigenze della rete, rinunciando, in momenti di picco della richiesta, ai propri consumi in cambio di una remunerazione definita contrattualmente;
- > maggiori ricavi per vendita di certificati ambientali per 215 milioni di euro, soprattutto per la vendita di quote CO₂ in Italia e in Spagna;
- > un incremento di ricavi per l'iscrizione del provento di 146 milioni di euro da parte di E-Distribuzione relativo al reintegro, da parte di Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, degli oneri di sistema versati e non riscossi ai sensi della delibera ARERA n. 50/2018;
- > maggiori ricavi per l'iscrizione del provento di 128 milioni di euro relativo all'accordo che E-Distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas;
- > un incremento dei proventi a seguito della plusvalenza, pari a 152 milioni di euro, rilevata da Enel Green Power a seguito della cessione dell'80% del capitale sociale di otto società veicolo ("SPV"), proprietarie in Messico di altrettanti impianti in esercizio e in costruzione ("Progetto Kino") e della rimisurazione al fair value (40 milioni di euro) della restante quota di pertinenza del Gruppo;
- > minori contributi per certificati ambientali per 152 milioni di euro.

Costi

5.b Costi - Euro 48.010 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2018	2017	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica	14.464	14.764	(300)	-2,0%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.639	3.919	(280)	-7,1%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	8.273	7.903	370	4,7%
Materiali	1.241	846	395	46,7%
Costo del personale	3.327	3.349	(22)	-0,7%
Servizi e godimento beni di terzi	11.771	11.495	276	2,4%
Ammortamenti e impairment	4.696	4.233	463	10,9%
Oneri per certificati ambientali	798	857	(59)	-6,9%
Altri costi operativi	1.284	1.164	120	10,3%
Costi capitalizzati	(1.483)	(1.176)	(307)	-26,1%
Totale costi	48.010	47.354	656	1,4%

I costi per **acquisto di energia elettrica** relativi ai primi nove mesi del 2018 ammontano a 14.464 milioni di euro, con un decremento di 300 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2017 (-2,0%). Tali costi includono, gli acquisti effettuati mediante contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri per 8.890 milioni di euro (9.337 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017), gli acquisti di energia negoziati sulle Borse dell'energia elettrica per 5.461 milioni di euro (5.229 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017) e altri acquisti effettuati su mercati locali ed esteri e nell'ambito dei servizi di dispacciamento e bilanciamento, per un importo complessivo di 113 milioni di euro (198 milioni di euro nei primi mesi del 2017).

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi ai primi nove mesi del 2018 sono pari a 3.639 milioni di euro, registrando un decremento di 280 milioni di euro (-7,1%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, sostanzialmente riconducibile al minor fabbisogno connesso al decremento della produzione di energia da fonte termoelettrica, in particolar modo in Sud America, Russia, Italia e Spagna.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 8.273 milioni di euro nei primi nove mesi del 2018 con un incremento di 370 milioni di euro. La variazione si riferisce principalmente all'incremento dei volumi intermediati soprattutto nel mercato domestico, per l'aumento degli acquisti di gas, e nel mercato spagnolo.

I costi per **materiali** ammontano nei primi nove mesi del 2018 a 1.241 milioni di euro, con un incremento di 395 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione si riferisce prevalentemente all'aumento degli acquisti per materiali e apparecchiature in Italia e in Spagna e all'aumento dei costi per l'acquisto di certificati ambientali sostanzialmente dovuto a un incremento dell'attività di trading di quote CO₂ in Italia.

Il **costo del personale** nei primi nove mesi del 2018 è pari a 3.327 milioni di euro, registrando un decremento di 22 milioni di euro (-0,7%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Tale decremento si riferisce prevalentemente:

- > a una riduzione dei costi per effetto della variazione dei tassi di cambio per il generale deprezzamento delle valute del Sud America nei confronti dell'euro;

- > a un incremento dei costi connessi alle variazioni di perimetro di consolidamento, prevalentemente riferibile alle acquisizioni di Eletropaulo (76 milioni di euro) e di EnerNOC (47 milioni di euro);
- > ai minori accantonamenti per incentivi all'esodo di Enel Distribuição Goiás per 45 milioni di euro a seguito delle azioni di efficientamento effettuate nel corso del primo semestre 2017;
- > all'aumento dei costi per incentivi all'esodo in Spagna per 29 milioni di euro.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2018 è pari a 69.909 dipendenti, di cui 39.239 impegnati all'estero.

L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2018 si incrementa di 7.009 unità, nonostante l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-697 unità), a seguito delle variazioni di perimetro (+7.706 unità), principalmente dovute all'acquisizione a giugno di Eletropaulo in Brasile, a luglio del ramo d'azienda YouSave in Italia e ad agosto delle società Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta ed Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución in Spagna.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2017 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2017	62.900
Assunzioni	2.645
Cessazioni	(3.342)
Variazioni di perimetro	7.706
Consistenza al 30 settembre 2018	69.909

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nei primi nove mesi del 2018 ammontano a 11.771 milioni di euro, con un incremento di 276 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2017. Tale incremento è connesso essenzialmente:

- > ai maggiori oneri per accesso alla rete per 160 milioni di euro, relativi prevalentemente alle società spagnole (per 133 milioni di euro) a seguito del riversamento nel 2017 delle quote degli oneri di accesso alla rete riferite al autoconsumo non più dovute e accantonate negli anni precedenti;
- > all'incremento dei costi per vettoriamenti passivi per 25 milioni di euro, essenzialmente riferiti al Sud America e parzialmente compensati dal decremento dei vettoriamenti passivi in Spagna e in Russia;
- > ai maggiori costi per prestazioni informatiche per 129 milioni di euro, in particolare in Italia;
- > all'incremento dei costi per servizi a valore aggiunto per 166 milioni di euro prevalentemente dovuti a Enel X per l'attività del Demand-Response di EnerNOC;
- > ai minori costi di manutenzione e riparazione per 123 milioni di euro soprattutto in Spagna e in Sud America;
- > ai minori costi relativi a provvigioni commerciali per 105 milioni di euro, in Italia e in Spagna, dovuti principalmente all'applicazione del principio contabile IFRS 15 che introduce la capitalizzazione dei costi sostenuti per l'acquisizione della clientela;
- > ai minori costi di connessione gas a terzi per 30 milioni di euro, in Italia dovuti principalmente all'applicazione del principio contabile IFRS 15 in base al quale non sono più rilevati a Conto economico.

Gli **ammortamenti e impairment** nei primi nove mesi del 2018 sono pari a 4.696 milioni di euro, registrando un incremento di 463 milioni di euro. Tale variazione nei primi nove mesi del 2018 è sostanzialmente riferibile a:

- > maggiori ammortamenti per 257 milioni di euro; l'incremento è dovuto prevalentemente all'applicazione del principio contabile IFRS 15 (119 milioni di euro), in particolare alla quota di ammortamento dei "contract cost", ai maggiori ammortamenti di immobilizzazioni materiali per l'entrata in funzione di nuovi impianti in Italia e Nord America e ai maggiori ammortamenti derivanti dall'acquisizione di Eletropaulo ed EnerNOC;
- > maggiori impairment al netto dei relativi ripristini di attività materiali e immateriali per 25 milioni di euro;

- > maggiori impairment al netto dei relativi ripristini su crediti commerciali e altre attività per 181 milioni di euro, prevalentemente in Italia.

Gli **oneri per certificati ambientali** nei primi nove mesi del 2018 sono pari a 798 milioni di euro in decremento di 59 rispetto allo stesso periodo del 2017. Tale variazione si riferisce prevalentemente a:

- > minori oneri per certificati di efficienza energetica per 102 milioni di euro, dovuti alla riduzione della quantità dei certificati;
- > l'incremento degli oneri per le quote di emissioni inquinanti soprattutto in Italia e derivante dai maggiori costi delle quote emissione (EUAs e CERs)

Gli **altri costi operativi** nei primi nove mesi del 2018 ammontano a 1.284 milioni di euro, con un incremento di 120 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2017. Tale variazione è sostanzialmente riferibile:

- > ai maggiori oneri per imposte e tasse per 27 milioni di euro, prevalentemente in Spagna e sostanzialmente riferibili a maggiori imposte sulla generazione termoelettrica, sulla generazione nucleare in Catalogna e maggiori tasse per occupazione del suolo pubblico;
- > ai maggiori oneri connessi al sistema elettrico per 39 milioni di euro che si riferiscono prevalentemente alla rilevazione degli oneri relativi al versamento del "bono social" spagnolo, parzialmente compensati dalla riduzione degli oneri in Sud America;
- > ai maggior oneri per accantonamenti per rischi e oneri per 40 milioni di euro dovuti essenzialmente a un incremento negli accantonamenti rispetto al corrispondente periodo del 2017 in E-Distribuzione e Sud America.

Nel primi nove mesi del 2018 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.483 milioni di euro, con un incremento di 307 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

5.c Proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - Euro 202 milioni

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 202 milioni di euro nei primi nove mesi del 2018 (383 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e risultano così composti:

- > proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 18 milioni di euro (217 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017);
- > proventi netti da derivati al fair value con impatto a Conto economico per 184 milioni di euro (166 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017).

5.d Oneri finanziari netti - Euro 1.772 milioni

Gli **oneri finanziari netti** subiscono un decremento di 391 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2017.

Nello specifico, i proventi finanziari dei primi nove mesi del 2018 ammontano a 2.694 milioni di euro e si decrementano di 183 milioni rispetto al periodo precedente (2.877 milioni di euro). Tale variazione è prevalentemente riconducibile alla riduzione delle differenze positive di cambio per 800 milioni di euro, che risente soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento netto in valuta diversa dall'euro. Tale decremento è prevalentemente dovuto a Enel Finance International (per -849 milioni di euro) ed Enel SpA (per -192 milioni di euro) e parzialmente compensato da un incremento delle differenze positive su cambio nel gruppo Enel Américas (per 171 milioni di euro).

Tale effetto è stato parzialmente compensato:

- > dall'incremento degli interessi e degli altri proventi su attività finanziarie per 10 milioni di euro, connesso essenzialmente ai crediti finanziari a breve e a lungo termine;
- > dall'incremento dei proventi da strumenti derivati per 493 milioni di euro, stipulati prevalentemente a copertura del rischio di oscillazione dei tassi di cambio su finanziamenti denominati in valuta estera;
- > dall'incremento degli altri proventi per 105 milioni di euro, dovuti essenzialmente all'aumento di interessi e proventi maturati su attività finanziarie per accordi pubblici in concessione nelle società brasiliane per 34 milioni di euro, un aumento di interessi di mora per 28 milioni di euro soprattutto in E-Distribuzione e in Sud America, un incremento di proventi finanziari in Enel SpA per 10 milioni di euro in relazione all'offerta di scambio volontaria non vincolante (Exchange Offer), promossa dalla Società per la ristrutturazione del prestito obbligazionario ibrido e l'incremento di proventi finanziari nel gruppo Enel Américas (per 10 milioni di euro) dovuta prevalentemente al consolidamento di Eletropaulo e in Enel Green Power Brasile per 14 milioni di euro;
- > dall'incremento su proventi da partecipazioni in altre imprese per 9 milioni di euro.

Gli oneri finanziari dei primi nove mesi del 2018 ammontano invece a 4.566 milioni di euro, con un decremento di 474 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2017. Il decremento è riferibile:

- > a minori oneri su strumenti derivati per 881 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla copertura del rischio di cambio sui finanziamenti accesi;
- > alla riduzione degli interessi passivi e oneri su debiti finanziari per 43 milioni di euro, dovuto essenzialmente alla riduzione degli interessi su prestiti obbligazionari (per 51 milioni di euro), parzialmente compensata dall'incremento degli interessi passivi per tax partnership (per 18 milioni di euro);
- > a minori altri oneri per 121 milioni di euro, connessi essenzialmente alla rilevazione nel 2017 di oneri finanziari da Enel Finance International (per 107 milioni di euro), a seguito del rimborso anticipato di prestiti obbligazionari sulla base della "make whole call" option prevista dal contratto originario, nonché di degli oneri finanziari a seguito all'acquisizione di Enel Distribuição Goiás (per 53 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento di oneri finanziari in Enel SpA (per 30 milioni di euro) in relazione all'offerta volontaria non vincolante (Tender Offer) promossa dalla Società per la ristrutturazione del prestito obbligazionario ibrido e da maggiori oneri rilevati da Enel Green Power Brasile (per 15 milioni di euro);
- > al decremento degli oneri per attualizzazione altri fondi per 51 milioni di euro, relativo essenzialmente al gruppo Enel Américas (per 46 milioni di euro) per l'effetto cambi e una minore attualizzazione di multe pregresse in contenzioso applicate dall'Autorità argentina.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati:

- > dall'incremento delle differenze negative di cambio per 504 milioni di euro che si riferisce soprattutto al gruppo Enel Américas (per 288 milioni di euro), Enel Green Power Brasile (per 130 milioni di euro), Enel Finance International (per 46 milioni di euro) e a Enel SpA (per 44 milioni di euro);
- > dalla riduzione degli interessi capitalizzati per 55 milioni di euro
- > dall'incremento di altri oneri finanziari relativamente a operazioni di cessione di crediti con derecognition (23 milioni di euro), a interessi passivi su depositi cauzionali da clienti (10 milioni di euro), impairment su crediti finanziari (13 milioni di euro) e interessi passivi di mora (8 milioni di euro)

I proventi finanziari netti da iperinflazione nei primi nove mesi del 2018 sono pari a 100 milioni di euro, rilevati in base all'applicazione dello IAS 29 relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate nelle società argentine, come meglio specificato nella nota 2.

5.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 54 milioni

La quota dei proventi derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto nei primi nove mesi del 2018 è positiva per complessivi 54 milioni di euro.

5.f Imposte - Euro 1.686 milioni

Le imposte dei primi nove mesi del 2018 ammontano a 1.686 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 29,5% (a fronte di un'incidenza del 29,1% nei primi nove mesi del 2017). La maggiore incidenza fiscale dei primi nove mesi del 2018 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente è dovuto essenzialmente alla maggiore incidenza delle imposte rilevate in Messico rispetto al tax rate teorico derivante dalla cessione delle società Kino (97 milioni di euro), in parte compensata:

- > dal regime fiscale agevolato "PEX" applicabile al provento derivante dalla rilevazione dell'*earn out* per la cessione della partecipazione di Enel Rete Gas;
- > dall'iscrizione di imposte anticipate (86 milioni di euro) per perdite pregresse di 3Sun dal momento che se ne prevede la recuperabilità attraverso la fusione con Enel Green Power SpA.

Attività

6.a Attività non correnti - Euro 125.949 milioni

Le attività materiali e immateriali, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2018 a 93.789 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 2.051 milioni di euro. Tale variazione è riferibile principalmente agli investimenti del periodo (5.159 milioni di euro), alle variazioni di perimetro registrate per 1.348 milioni di euro, che si riferiscono in gran parte all'acquisizione di Eletropaulo, e infine alla rilevazione di "contract cost" per 434 milioni di euro e all'iperinflazione in Argentina per 683 milioni di euro al 1° gennaio 2018 rispettivamente a seguito dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15 e dello IAS 29. Tali effetti sono stati in parte compensati dagli ammortamenti e impairment rilevati su tali attività per complessivi 3.909 milioni di euro, nonché dalle differenze di traduzione dei bilanci in valuta estera (negative per 1.812 milioni di euro).

L'avviamento, pari a 14.989 milioni di euro, presenta un incremento di 1.243 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. La variazione positiva trova principalmente riscontro nell'iscrizione del goodwill relativo all'acquisizione di Eletropaulo, società brasiliana di distribuzione elettrica.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, pari a 1.880 milioni di euro, si incrementano di 282 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente.

La movimentazione del periodo risente per 150 milioni di euro dell'acquisizione di Ufinet International e per 81 milioni di euro della cessione dell'80% del capitale sociale delle società messicane del "Progetto Kino", che ha comportato che le stesse siano consolidate con il metodo del patrimonio netto.

Le altre attività non correnti sono pari a 15.291 milioni di euro al 30 settembre 2018 e includono:

Milioni di euro

	al 30.09.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	8.015	6.354	1.661	26,1%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	2.670	2.444	226	9,2%
Altre attività finanziarie non correnti	3.354	2.260	1.094	48,4%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	230	200	30	15,0%
Altri crediti a lungo termine	1.022	864	158	18,3%
Totale	15.291	12.122	3.169	26,1%

L'incremento del periodo, pari a 3.169 milioni di euro, è dovuto sostanzialmente:

- > a maggiori attività per imposte anticipate pari a 1.661 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15, che ha comportato la rilevazione della componente fiscale sulle rettifiche operate al 1° gennaio 2018 su alcune voci patrimoniali;
- > all'aumento delle altre attività finanziarie non correnti per 1.094 milioni di euro, da riferire essenzialmente agli accordi per servizi in concessione, il cui aumento deriva per 733 milioni di euro dal consolidamento di Eletropaulo e alla variazione del fair value dei derivati di cash flow hedge;
- > all'incremento dei crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto per 226 milioni di euro, dovuto essenzialmente all'aumento dei crediti finanziari a medio e lungo termine per 239 milioni di euro il cui effetto è parzialmente compensato dalla riduzione dei titoli per 13 milioni di euro nelle società assicurative olandesi;
- > all'aumento di altri crediti a lungo termine per 158 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alla variazione del perimetro di consolidamento di Eletropaulo che comprende principalmente crediti per depositi cauzionali;
- > all'incremento dei crediti non correnti verso operatori istituzionali di mercato per 30 milioni di euro, principalmente attribuibile alle società spagnole.

6.b Attività correnti - Euro 43.939 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 3.240 milioni di euro e presentano un incremento di 518 milioni di euro, registrato principalmente in Italia e dovuto all'aumento delle quote dei diritti di emissione CO₂ e delle giacenze di gas e altri combustibili.

I *crediti commerciali*, pari a 13.860 milioni di euro, sono in diminuzione di 669 milioni di euro, con una variazione negativa derivante essenzialmente dai minori crediti registrati in Italia, a seguito del maggior ricorso alla cessione dei crediti, nonché dalle maggiori svalutazioni. Tale variazione è parzialmente compensata dall'aumento dei crediti registrati in Sud America.

Le *altre attività correnti*, pari a 17.241 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro

	al 30.09.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	5.644	4.459	1.185	26,6%
Altre attività finanziarie correnti	7.001	2.464	4.537	-
Crediti tributari	1.566	1.094	472	43,1%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	869	854	15	1,8%
Altri crediti a breve termine	2.161	1.324	837	63,2%
Totale	17.241	10.195	7.046	69,1%

L'incremento del periodo, pari a 7.046 milioni di euro, è riconducibile principalmente a:

- > un aumento per 4.537 milioni di euro delle altre attività finanziarie correnti, connesso alla variazione positiva del fair value degli strumenti finanziari derivati;
- > un incremento per 1.185 milioni di euro delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento, riconducibile all'aumento del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo e al credito finanziario vantato da Enel Finance International nei confronti delle società messicane del "Progetto Kino", consolidate con il metodo del patrimonio netto;
- > un incremento degli altri crediti a breve termine per 837 milioni di euro, prevalentemente relativi a un incremento delle attività per lavori in corso su ordinazione.

6.c Attività possedute per la vendita - Euro 85 milioni

La voce in esame, riferita principalmente a Enel Green Power Finale Emilia (81 milioni di euro), 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.

La variazione del periodo riguarda principalmente la vendita di una quota pari all'80% del capitale sociale di otto società di progetto messicane ("Progetto Kino") classificate in tale voce al 31 dicembre 2017 e ora valutate con il metodo del patrimonio netto e la riclassifica delle società di progetto relative al parco eolico Kafireas come non più disponibile per la vendita a seguito del venir meno dei presupposti e delle condizioni per dare seguito alla cessione.

Patrimonio netto e passività

6.d Patrimonio netto del Gruppo - Euro 31.717 milioni

Il decremento dei primi nove mesi del 2018 del patrimonio netto di Gruppo risente principalmente dell'applicazione retrospettiva dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 (-3.688 milioni di euro), della perdita rilevata direttamente a patrimonio netto (-759 milioni di euro) e dei dividendi deliberati nel periodo (-1.342 milioni di euro). Tale variazione è stata solo parzialmente compensata dalla rilevazione dell'utile di competenza del periodo a Conto economico (3.016 milioni di euro).

6.e Passività non correnti - Euro 78.001 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 50.476 milioni di euro (42.439 milioni di euro al 31 dicembre 2017), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 39.334 milioni di euro (32.285 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e

da finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 11.142 milioni di euro (10.154 milioni di euro al 31 dicembre 2017). La variazione rilevata nei nove mesi è dovuta sostanzialmente all'incremento dei prestiti obbligazionari per 7.049 milioni di euro, riferito a Enel Chile per 836 milioni di euro, a Eletropaulo per 751 milioni di euro e a Enel Finance International per 5.331 milioni di euro principalmente a seguito dell'emissione di un bond da circa 3.500 milioni di euro sul mercato americano.

I *fondi diversi e passività per imposte differite* sono pari a 16.268 milioni di euro al 30 settembre 2018 (15.576 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e includono:

- > TFR e altri benefici ai dipendenti per 3.062 milioni di euro, in aumento di 655 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 essenzialmente legati alla variazione di perimetro relativa all'acquisizione di Eletropaulo;
- > fondi rischi e oneri per 5.040 milioni di euro (4.821 milioni di euro al 31 dicembre 2017). La voce include, tra gli altri, il fondo contenzioso legale per 1.161 milioni di euro (861 milioni di euro al 31 dicembre 2017), il fondo per decommissioning nucleare per 549 milioni di euro (538 milioni di euro al 31 dicembre 2017), il fondo per smantellamento e ripristino impianti per 860 milioni di euro (814 milioni di euro al 31 dicembre 2017), il fondo oneri su imposte e tasse per 293 milioni di euro (300 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e il fondo oneri per incentivo all'esodo per 1.438 milioni di euro (1.530 milioni di euro al 31 dicembre 2017);
- > passività per imposte differite per 8.166 milioni di euro (8.348 milioni di euro al 31 dicembre 2017) con una riduzione di 182 milioni di euro. L'applicazione dei nuovi principi contabili IFRS 15 e IFRS 9 che ha comportato un decremento pari a 473 milioni di euro è stata parzialmente compensata dalla variazione positiva di perimetro di consolidamento, relativa all'acquisizione di Eletropaulo, per 163 milioni di euro e agli effetti dell'iperinflazione argentina per 172 milioni di euro.

Le *altre passività non correnti* sono pari a 11.257 milioni di euro (5.001 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e si incrementano di 6.256 milioni di euro sostanzialmente per effetto dell'iscrizione dei risconti passivi relativi ai ricavi da contratti di connessione alla rete elettrica in seguito all'applicazione retrospettica del principio contabile IFRS 15. L'incidenza complessiva è riferibile per 2.090 milioni di euro a E-Distribuzione e per 2.289 milioni di euro a Endesa. Tale incremento è stato parzialmente compensato della variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati (-154 milioni di euro).

6.f Passività correnti - Euro 43.867 milioni

I *finanziamenti a breve termine e le quote correnti di finanziamenti a lungo termine* si incrementano di 1.641 milioni di euro, passando da 8.894 milioni di euro di fine 2017 a 10.535 milioni di euro al 30 settembre 2018. Tale variazione è connessa essenzialmente all'incremento dei finanziamenti a breve termine per 4.215 milioni di euro a seguito dell'aumento dei commercial paper (+3.292 milioni di euro). Tale effetto è stato solo parzialmente compensato dalla riduzione delle quote correnti dei finanziamenti a medio-lungo termine per 2.574 milioni di euro prevalentemente relativa alle quote a breve dei prestiti obbligazionari a medio-lungo termine per 2.739 milioni di euro.

I *debiti commerciali*, pari a 11.219 milioni di euro (12.671 milioni di euro al 31 dicembre 2017), sono in diminuzione di 1.452 milioni di euro sostanzialmente a seguito dei decrementi presenti in Iberia per 470 milioni di euro, in Enel Global Trading per 416 milioni di euro, in Enel Green Power North America per 173 milioni di euro e in Enel Energia per 160 milioni di euro.

Le *altre passività correnti*, pari a 22.113 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro

	al 30.09.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.762	1.824	(62)	-3,4%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.044	4.766	(722)	-15,1%
Passività finanziarie correnti	7.820	3.214	4.606	-
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	571	638	(67)	-10,5%
Debiti tributari	3.391	1.607	1.784	-
Altri	4.525	5.121	(596)	-11,6%
Totale	22.113	17.170	4.943	28,8%

La variazione del periodo, pari a 4.943 milioni di euro, è essenzialmente dovuta:

- > a un incremento delle passività finanziarie correnti pari a 4.606 milioni di euro, riconducibile in massima parte all'aumento del fair value degli strumenti finanziari derivati (4.822 milioni di euro), associata prevalentemente agli strumenti di copertura del rischio prezzo di commodity rilevati al fair value contro Conto economico;
- > a un aumento dei debiti tributari pari a 1.784 milioni di euro, sostanzialmente correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo al netto dei pagamenti di imposte effettuati e dei debiti relativi all'imposta sul valore aggiunto;
- > al decremento dei debiti verso operatori istituzionali di mercato per 722 milioni di euro in particolar modo relativi a E-Distribuzione per 453 milioni a seguito di una minore incidenza delle aliquote degli oneri generali di sistema e a Endesa per 119 milioni di euro;
- > a una riduzione degli altri debiti di 596 milioni di euro, sostanzialmente riferibile al decremento del debito relativo ai dividendi pagati nel corso dei primi nove mesi del 2018, solo parzialmente compensata dall'incremento degli altri debiti a seguito della variazione di perimetro dovuta all'acquisizione di Eletropaulo.

6.g Passività possedute per la vendita - Euro 4 milioni

Tale voce fa riferimento esclusivamente a Enel Green Power Finale Emilia Srl. La variazione del periodo si riferisce a quanto già commentato nelle "Attività possedute per la vendita".

7. Posizione finanziaria netta

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 settembre 2018 e al 31 dicembre 2017, 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 30.09.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	217	343	(126)	-36,7%
Depositi bancari e postali	8.633	6.487	2.146	33,1%
Altri investimenti di liquidità	748	191	557	-
Titoli	62	69	(7)	-10,1%
Liquidità	9.660	7.090	2.570	36,2%
Crediti finanziari a breve termine	3.812	3.253	559	17,2%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	-	42	(42)	-
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.770	1.094	676	61,8%
Crediti finanziari correnti	5.582	4.389	1.193	27,2%
Debiti verso banche	(861)	(249)	(612)	-
Commercial paper	(4.181)	(889)	(3.292)	-
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.527)	(1.346)	(181)	-13,4%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(2.690)	(5.429)	2.739	50,5%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(210)	(225)	15	-
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(1.089)	(756)	(333)	-44,0%
Totale debiti finanziari correnti	(10.558)	(8.894)	(1.664)	-18,7%
Posizione finanziaria corrente netta	4.684	2.585	2.099	81,2%
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(9.597)	(8.310)	(1.287)	-15,5%
Obbligazioni	(39.334)	(32.285)	(7.049)	-21,8%
Debiti verso altri finanziatori	(1.545)	(1.844)	299	16,2%
Posizione finanziaria non corrente	(50.476)	(42.439)	(8.037)	-18,9%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(45.792)	(39.854)	(5.938)	-14,9%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.670	2.444	226	9,2%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(43.122)	(37.410)	(5.712)	-15,3%

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

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
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
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
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, e 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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

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 2018 e del 2017 e al 30 settembre 2018 e al 31 dicembre 2017.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale primi nove mesi 2018	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale primi nove mesi 2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici											
Ricavi e altri proventi	-	1.556	1.839	315	161	-	3.871	91	3.962	55.246	7,2%
Proventi finanziari	-	-	-	-	1	-	1	21	22	3.024	0,7%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	2.385	2.210	932	9	-	-	5.536	137	5.673	26.196	21,7%
Costi per servizi e altri materiali	-	39	1.704	3	133	-	1.880	88	1.968	13.193	14,9%
Altri costi operativi	5	197	3	-	-	-	205	-	205	2.082	9,8%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	(2)	-	-	-	(2)	8	6	202	3,0%
Oneri finanziari	-	-	-	8	1	-	9	31	40	4.796	0,8%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 30.09.2018	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 30.09.2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali											
Crediti commerciali	-	155	762	24	142	-	1.083	183	1.266	13.860	9,1%
Altre attività correnti	-	23	14	131	1	-	169	60	229	17.241	1,3%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-	6	64	70	11.257	0,6%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	849	-	-	-	849	-	849	50.476	1,7%
Debiti commerciali	621	184	588	929	229	-	2.551	164	2.715	11.219	24,2%
Altre passività correnti	-	-	12	-	19	-	31	76	107	22.113	0,5%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-	89	-	89	4.426	2,0%
Altre informazioni											
Garanzie rilasciate	-	250	361	-	115	-	726	-	726		
Garanzie ricevute	-	-	135	-	16	-	151	-	151		
Impegni	-	-	35	-	8	-	43	-	43		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale primi nove mesi 2017	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale primi nove mesi 2017	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici											
Ricavi e altri proventi	1	1.260	2.046	304	67	-	3.678	114	3.792	54.188	7,0%
Proventi finanziari	-	-	-	-	1	-	1	4	5	2.877	0,2%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	2.472	1.783	1.034	-	1	-	5.290	263	5.553	26.421	21,0%
Costi per servizi e altri materiali	-	62	1.794	4	106	-	1.966	86	2.052	12.506	16,4%
Altri costi operativi	3	378	4	-	-	-	385	-	385	2.021	19,0%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	22	-	-	-	22	(5)	17	383	4,4%
Oneri finanziari	-	-	-	1	1	-	2	19	21	5.040	0,4%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.12.2017	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2017	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali											
Crediti commerciali	-	77	526	57	34	-	694	138	832	14.529	5,7%
Altre attività correnti	-	-	24	129	1	-	154	22	176	10.195	1,7%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-	6	30	36	5.001	0,7%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	893	-	-	-	893	-	893	42.439	2,1%
Debiti commerciali	682	110	543	977	11	-	2.323	42	2.365	12.671	18,7%
Altre passività correnti	-	-	10	-	-	-	10	36	46	17.170	0,3%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-	89	-	89	7.000	1,3%
Altre informazioni											
Garanzie rilasciate	-	280	360	-	108	-	748	-	748		
Garanzie ricevute	-	-	208	-	23	-	231	-	231		
Impegni	-	-	46	-	6	-	52	-	52		

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/statuto-regolamenti-e-politiche/disciplina-delle-operazioni-con-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 2018 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 30.09.2018	al 31.12.2017	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	9.094	8.171	923
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	107.948	79.163	28.785
- acquisti di combustibili	39.677	42.302	(2.625)
- forniture varie	3.020	3.119	(99)
- appalti	2.676	3.334	(658)
- altre tipologie	3.184	2.912	272
Totale	156.505	130.830	25.675
TOTALE	165.599	139.001	26.598

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 settembre 2018 a 107.948 milioni di euro, di cui 23.605 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2018-2022, 20.785 milioni di euro relativi al periodo 2023-2027, 19.562 milioni di euro al periodo 2028-2032 e i rimanenti 43.996 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 2018 a 39.677 milioni di euro, di cui 22.365 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2018-2022, 10.728 milioni di euro relativi al periodo 2023-2027, 5.048 milioni di euro al periodo 2028-2032 e i rimanenti 1.536 milioni di euro con scadenza successiva.

10. Attività e passività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 a cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

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

Con riferimento al ricorso in Cassazione presentato da Enel nel febbraio 2015 avverso la sentenza della Corte d'Appello di Venezia del 10 luglio 2014, il 25 settembre 2018 la Corte di Cassazione ha accolto uno dei motivi di ricorso delle difese, annullando la condanna generica pronunciata a favore del Ministero dell'Ambiente e rinviando il giudizio alla Corte d'Appello di Venezia affinché si pronunci specificamente sull'eventuale risarcimento del danno.

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

Con riferimento al procedimento di appello avviato nei confronti della sentenza del Tribunale di Brindisi del 26 ottobre 2016 dai dipendenti condannati e dal responsabile civile, Enel Produzione SpA, nonché dal dipendente per il quale era stata dichiarata la prescrizione, la prima udienza del processo di appello si è tenuta il 15 giugno 2018 con la requisitoria della Procura, cui è seguita la discussione di alcune parti civili. All'udienza del 19 ottobre 2018 sono state sentite altre parti civili ed è stato disposto un ulteriore rinvio all'udienza del 16 novembre 2018.

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

Con riguardo al procedimento di appello avviato da Cattolica avverso la sentenza di primo grado del 21 ottobre 2013, con sentenza pubblicata il 9 ottobre 2018, la Corte d'Appello di Roma ha rigettato l'appello di Cattolica, confermando per l'effetto la sentenza di primo grado.

Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

Per quanto attiene al provvedimento 26581, notificato in data 11 maggio 2017, con il quale l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento per presunto abuso di posizione dominante nei confronti di Enel SpA ("Enel"), Enel Energia SpA ("EE") e Servizio Elettrico Nazionale SpA ("SEN"), in data 3 agosto 2018, è stata notificata a Enel e alle altre società del gruppo coinvolte, la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie con cui l'AGCM ha sostanzialmente confermato la tesi formulata nel provvedimento di avvio, sebbene abbia espunto, non essendo emersi elementi probatori, la contestazione relativa politiche di winback denunciate da Green Network SpA. Entro il 14 novembre 2018 Enel e le altre società del Gruppo coinvolte nel procedimento potranno depositare memorie difensive e l'audizione finale dinanzi al Collegio dell'Autorità è stata fissata il 19 novembre 2018. Il termine per la chiusura del procedimento è prevista per il 30 dicembre 2018. Allo stato non è ancora possibile prevedere gli eventuali impatti economici del procedimento.

Incentivi ambientali – Spagna

In merito al procedimento investigativo avviato dalla Direzione Generale della Concorrenza della Commissione Europea ai sensi dell'art. 108 comma 2 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea ("TFUE") al fine di stabilire se l'incentivo all'investimento ambientale per le centrali a carbone previsto nell'Ordinanza ITC/3860/2007 costituisca un

aiuto di Stato compatibile con il mercato interno, il 13 aprile 2018, Endesa Generación SA, nella qualità di terzo interessato, ha presentato delle osservazioni contrarie a questa interpretazione, mentre, in data 30 luglio 2018, si è appreso del ricorso presentato da Gas Natural contro la decisione della Commissione.

Contenziosi Furnas - Tractebel – Brasile

In riferimento alla domanda giudiziale presentata da Furnas nel maggio 2010 asserendo la mancata consegna di energia elettrica da parte di CIEN e chiedendo la corresponsione di circa 520 milioni di real brasiliani (circa 116 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare, le domande di Furnas sono state respinte dalla Corte di primo grado con decisione dell'agosto 2014 e il 21 agosto 2018, il Tribunal de Justiça ha respinto l'appello di Furnas, accogliendo le domande di CIEN.

Contenzioso ANEEL – Brasile

Nel 2014 Eletropaulo ha avviato dinanzi alla giustizia federale un'azione di annullamento del provvedimento amministrativo dell'ANEEL (Agenzia Nazionale Energia Elettrica) che, nel 2012, aveva introdotto retroattivamente un coefficiente negativo da applicarsi nella determinazione delle tariffe del successivo periodo regolatorio (2011-2015). Con tale provvedimento, l'autorità disponeva la restituzione del valore di alcune componenti della rete computate in tariffa in precedenza perché ritenute inesistenti nonché il rigetto della richiesta di Eletropaulo di includere nella tariffa ulteriori componenti. In data 9 settembre 2014 è stata disposta in via cautelare la sospensione del provvedimento amministrativo dell'ANEEL. Il procedimento di primo grado è nelle sue fasi preliminari e il valore della causa è pari a 833 milioni di real brasiliani (circa 178 milioni di euro).

Arbitrato Neoenergia – Brasile

Il 18 giugno 2018 Neoenergia ha presentato una domanda arbitrale nei confronti di Eletropaulo dinanzi alla Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM) avente a oggetto il contratto di investimento stipulato tra le due società in data 16 aprile 2018. In data 3 settembre 2018 Neoenergia ha modificato la propria domanda rinunciando alla richiesta di esecuzione in forma specifica delle obbligazioni previste dal contratto. L'attuale domanda riguarda la richiesta di risarcimento di danni derivanti dal presunto inadempimento del contratto di investimento. Il valore della causa è attualmente indeterminato.

Arbitrato Emgesa e Codensa – Colombia

In data 22 agosto 2018 Enel Américas ha appreso che Grupo Energía de Bogotá ("GEB") ha rinunciato all'azione con cui il 4 dicembre 2017, aveva dato l'avvio al procedimento arbitrale dinanzi al Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá per risolvere le controversie insorte tra le parti in merito alla distribuzione degli utili per l'anno 2016 per Emgesa e Codensa. In data 8 ottobre 2018, GEB ha notificato una nuova domanda di arbitrato dinanzi alla Cámara Arbitral di Bogotá di cui si è ancora in attesa di conoscere il contenuto.

Contenzioso Gabčíkovo – Slovacchia

Nell'ambito del procedimento civile avviato da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") contro Slovenské elektrárne ("SE") per accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement, a seguito della decisione presa dal Tribunale di Bratislava nell'udienza del 27 settembre 2017, nella quale il giudice ha rigettato la richieste dell'attrice per ragioni processuali, VV ha presentato appello avverso tale decisione e il procedimento è in corso di svolgimento. Con riferimento alle azioni avviate da VV per il presunto ingiustificato arricchimento di SE nel periodo 2006-2015, SE ha

presentato domande riconvenzionali in tutti i menzionati procedimenti avviati da VV a eccezione dell'anno 2015. I procedimenti si trovano in corso di svolgimento.

Contenzioso fiscale - Whitholding Tax - Ampla – Brasile

Nel 1998 Ampla Energia e Serviços SA finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari statunitensi (c.d. "Fixed Rate Notes" - FRN) sottoscritti da una propria filiale panamense, costituita al fine di raccogliere finanziamenti all'estero. In virtù di un regime speciale allora vigente, subordinato al mantenimento del prestito obbligazionario fino al 2008, gli interessi corrisposti da Ampla alla propria controllata fruivano di un regime di esenzione da ritenuta in Brasile.

Tuttavia, la crisi finanziaria del 1998 costrinse la filiale panamense a rifinanziarsi dalla propria controllante brasiliana, che a tal fine chiese appositi prestiti dalle banche locali. L'Amministrazione Finanziaria ha ritenuto che tale ultimo finanziamento equivalesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.

Nel dicembre 2005 Ampla Energia e Serviços SA ha effettuato una scissione a favore di Ampla Investimentos e Serviços SA che comportò il trasferimento del residuo debito FRN e dei diritti e delle obbligazioni a esso riferiti.

In data 6 novembre 2012 la Câmara Superior de Recursos Fiscais (ultimo grado del giudizio amministrativo) ha emesso una decisione sfavorevole per Ampla rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo organismo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013, è stato notificato ad Ampla il rifiuto della richiesta di chiarimento (*Embargo de Declaração*) e, pertanto, è stata confermata la precedente decisione sfavorevole. La società ha presentato una garanzia del debito e il 27 giugno 2014 ha proseguito il contenzioso dinanzi al Giudice Ordinario (Tribunal de Justiça).

A dicembre 2017 il Giudice ha nominato un esperto al fine di approfondire ulteriormente il tema e, conseguentemente, supportare l'emissione della futura sentenza. A settembre 2018, l'esperto ha presentato la perizia in relazione alla quale le parti potranno far pervenire eventuali osservazioni.

Il valore complessivo della causa al 30 settembre 2018 è di circa 270 milioni di euro.

Contenzioso fiscale - ICSM - Ampla, Coelce ed Eletropaulo – Brasile

Gli Stati di Ríó de Janeiro, di Ceará e di São Paulo hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Ampla Energia e Serviços SA (per i periodi 1996-1999 e 2007-2017), alla società Companhia Energética do Ceará SA (per i periodi 2003, 2004 e 2006-2012) e alla società Eletropaulo (per il periodo 2008-2016), contestando la detrazione dell'ICSM (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) relativa all'acquisto di alcune immobilizzazioni. Le società hanno impugnato gli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo che i beni, la cui acquisizione ha generato l'ICMS, sono destinati all'attività di distribuzione di energia elettrica.

Le società continuano a difendere il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.

Il valore complessivo delle cause al 30 settembre 2018 è di circa 86 milioni di euro.

Contenzioso fiscale - Whitholding Tax - Endesa Brasil – Brasile

Il 4 novembre 2014 l'autorità fiscale brasiliana ha emesso un avviso di accertamento verso Endesa Brasil SA (attuale Enel Brasil SA) contestando una mancata applicazione di ritenute sul pagamento di presunti maggiori dividendi attribuibili a soggetti non residenti.

In particolare, nel 2009, Endesa Brasil, per effetto della prima applicazione degli IFRS-IAS, ha effettuato lo storno di un goodwill imputandone gli effetti a patrimonio netto, sulla base di quanto previsto della corretta applicazione dei principi contabili adottati. Viceversa, l'amministrazione finanziaria brasiliana ha ritenuto – nel corso di una verifica fiscale – che la

scelta contabile adottata dalla società non fosse corretta e che gli effetti dello storno si sarebbero dovuti rilevare a Conto economico; per effetto di ciò, il corrispondente valore (circa 202 milioni di euro) è stato riqualficato quale pagamento di reddito a soggetti non residenti e, pertanto, soggetto a una withholding tax del 15%.

A tal riguardo, si annota che l'impostazione contabile adottata dalla società era stata condivisa dall'auditor esterno e altresì confermata da una specifica legal opinion, rilasciata da uno studio locale specializzato in corporate law.

I primi due gradi di giudizio amministrativo si sono conclusi – rispettivamente a luglio 2016 e a settembre 2018 – a favore dell'amministrazione finanziaria. La società continuerà a difendere in terzo grado il proprio operato e la correttezza del trattamento contabile adottato.

Il valore complessivo della causa al 30 settembre 2018 è di circa 60 milioni di euro.

11. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Enel Green Power España avvia la costruzione di tre parchi eolici in Spagna

Il 9 ottobre 2018 Enel Green Power España ("EGPE") ha avviato i lavori di costruzione di tre parchi eolici per una capacità complessiva di 128 MW, nelle municipalità di Muniesa e Alacón, nella provincia di Teruel, nella regione di Aragona. I tre impianti sono Muniesa da 46,8 MW, Farlán da 41,4 MW e San Pedro de Alacón da 39,9 MW. I nuovi impianti richiederanno un investimento totale di circa 130 milioni di euro. I tre parchi eolici dovrebbero entrare in servizio entro la fine del 2019. Una volta a regime, gli impianti saranno in grado di generare 412 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 270.000 tonnellate di CO₂.

Enel prepara l'aumento della propria partecipazione in Enel Américas per un massimo del 5%

Il 16 ottobre 2018 Enel ha annunciato di aver stipulato due contratti di share swap (le "Operazioni di Share Swap") con un istituto finanziario, al fine di incrementare la propria partecipazione nella controllata cilena quotata Enel Américas SA ("Enel Américas"). In base a quanto previsto dalle Operazioni di Share Swap, Enel può acquistare, in date che si prevede ricorrano entro il quarto trimestre del 2019: (i) fino a 1.895.936.970 azioni ordinarie di Enel Américas, e (ii) fino a 19.533.894 American depositary shares ("ADS") di Enel Américas, ognuna delle quali è equivalente a 50 delle predette azioni ordinarie.

Le suddette azioni rappresentano complessivamente fino al 5,0% del capitale di Enel Américas.

Il numero complessivo di azioni ordinarie e di ADS di Enel Américas effettivamente acquistate da Enel nell'ambito delle indicate Operazioni di Share Swap dipenderà dalla capacità dell'istituto finanziario che agisce quale controparte di effettuare le previste coperture nell'ambito delle operazioni stesse.

L'incremento della partecipazione di Enel in Enel Américas risulta in linea con il Piano Strategico 2018-2020 del Gruppo Enel, che risulta focalizzato sulla riduzione della presenza delle partecipazioni di minoranza nelle società del Gruppo che operano in Sud America.

Cessione Enel Finale Emilia

In data 18 ottobre 2018 Enel Green Power ha perfezionato al prezzo di 59 milioni di euro la cessione dell'impianto in esercizio di produzione energia elettrica da biomasse di Finale Emilia.

La cessione si inquadra all'interno di un accordo firmato dal Gruppo Enel con F2i SGR per la cessione dell'intero portafoglio di impianti di produzione di energia elettrica da biomasse in Italia per una potenza installata complessiva netta pari a circa 108 MW. L'accordo riguarda in particolare gli impianti in esercizio di Mercure e Finale Emilia, situati rispettivamente in

Calabria e in Emilia Romagna, il 50% di PowerCrop – la joint venture paritetica Enel Maccaferri – che detiene gli impianti in costruzione di Russi e Macchiareddu ubicati rispettivamente in Emilia Romagna e in Sardegna, e il progetto per la costruzione dell'impianto in fase di autorizzazione di Casei Gerola, in Lombardia.

Il perfezionamento dell'operazione è subordinato, tra l'altro, al nulla osta dell'Autorità Antitrust e pertanto avverrà attraverso singoli atti di cessione relativi ai diversi impianti, tra il 2018 e il 2019.

L'operazione, che si colloca nell'ambito della strategia del Gruppo di gestione attiva e rotazione degli asset, prevede un corrispettivo per la cessione dell'intero portafoglio di impianti pari a circa 335 milioni di euro.

Enel Green Power avvia la costruzione di un impianto solare fotovoltaico da 475 MW in Brasile

Il 22 ottobre 2018 Enel Green Power Brasil Participações Ltda ("EGPB") ha avviato la costruzione del parco solare São Gonçalo da 475 MW a São Gonçalo do Gurguéia, nello stato brasiliano nordorientale di Piauí. São Gonçalo, che dovrebbe entrare in esercizio nel 2020, è il più grande impianto fotovoltaico attualmente in corso di costruzione del Sud America. Il Gruppo investirà circa 1,4 miliardi di real brasiliani per la costruzione di São Gonçalo, pari a circa 390 milioni di dollari statunitensi. Una volta entrato a regime, l'impianto sarà in grado di generare oltre 1.200 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 600.000 tonnellate di CO₂. Dei 475 MW di capacità installata di São Gonçalo, 388 MW sono stati assegnati al Gruppo Enel all'esito dell'asta pubblica brasiliana A-4 del dicembre 2017 e verranno commercializzati nel quadro di contratti ventennali di fornitura a un pool di società di distribuzione operanti sul mercato regolamentato del Paese. I restanti 87 MW produrranno energia per il mercato libero.

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

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari 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 2018 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Enel

Società per azioni

Sede legale in Roma

Viale Regina Margherita, 137