

Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2019



Indice

La nostra missione	3
Modello organizzativo di Enel	4
Premessa	5
Sintesi dei risultati	8
Scenario di riferimento	18
Risultati per area di attività	32
> Generazione Termoelettrica e Trading.....	36
> Enel Green Power	40
> Infrastrutture e Reti	45
> Mercati finali	48
> Enel X.....	51
> Servizi e Altro	53
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo.....	56
Analisi della struttura finanziaria del Gruppo	57
Fatti di rilievo del terzo trimestre 2019	60
Prevedibile evoluzione della gestione	63
Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2019	64
Conto economico consolidato sintetico	65
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	66
Situazione patrimoniale consolidata sintetica.....	67
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato.....	68
Rendiconto finanziario consolidato sintetico	69
Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2019	70
Altre informazioni	97
Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 <i>bis</i> , comma 2 del decreto legislativo n. 58/1998.....	108

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.



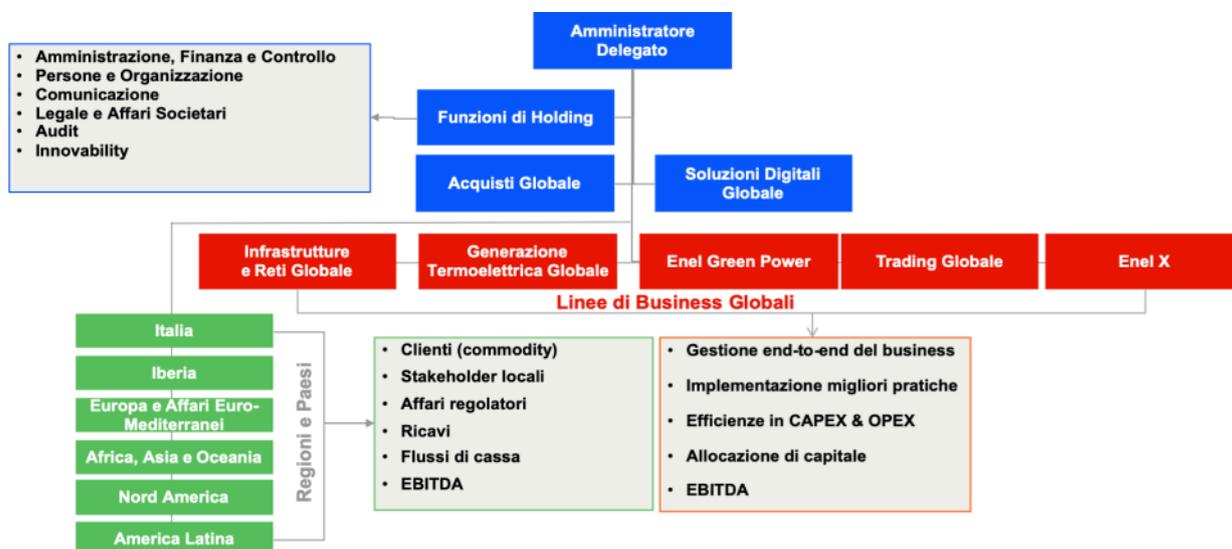
Modello organizzativo di Enel

La struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola in una matrice che considera:

- > **Linee di Business** (Generazione Termoelettrica Globale, Trading Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Enel Green Power, 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 Linee di Business è affidato inoltre il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo potrà beneficiare di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie Linee di Business. Ogni singolo progetto sarà valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo;
- > **Regioni e Paesi** (Italia, Iberia, America Latina, Europa e Affari Euro-Mediterranei, Nord 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 Linee di Business.

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

- > **Funzioni Globali di Servizio** (Acquisti Globale e Soluzioni Digitali Globale), 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, Persone e Organizzazione, Comunicazione, Legale e Affari Societari, Audit, Innovability), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.



Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2019 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 2019 è stato introdotto il principio contabile IFRS 16 che individua i principi per la rilevazione, la valutazione e l'esposizione nel bilancio dei contratti di leasing, nonché l'informativa da fornire. Prevede inoltre che i locatari contabilizzino tutti i contratti di leasing con un unico metodo di rilevazione contabile simile a quello previsto per i leasing finanziari ai sensi dello IAS 17. Per una trattazione più completa dei principi contabili e i criteri di valutazione applicati si rinvia alle Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.

L'art. 154 *ter*, comma 5 del Testo Unico della Finanza, così come 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 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 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, nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2019 sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi dai prospetti previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato trimestrale 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 nuovo modello di business, avviato nel quarto trimestre 2016, di “Build, Sell and Operate”, nel quale i proventi derivanti dalla cessione (o da eventuali riacquisizioni) 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 di tutte le partite relative a operazioni straordinarie così come commentato nel “Margine operativo lordo (EBITDA) ordinario”, degli impairment e dei ripristini di valore significativi rilevati sugli asset (incluse partecipazioni a equity e asset finanziari) a esito degli impairment test, nonché dei relativi effetti fiscali e interessenze di terzi.

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” e dei “Crediti finanziari diversi” inclusi nelle “Altre attività finanziarie non correnti”;
- > dei “Finanziamenti a lungo termine”;
- > dei “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”, dei “Cash collateral” e degli “Altri crediti finanziari a breve termine” 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” e degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”;
- > al netto dei “Titoli” 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

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2019	2018
Ricavi	57.124	55.246
Margine operativo lordo	13.209	12.134
Risultato operativo	4.199	7.438
Risultato netto del Gruppo e di terzi	1.543	4.034
Risultato netto del Gruppo	813	3.016
Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,08	0,30
Capitale investito netto	94.336	88.941 ⁽¹⁾
Indebitamento finanziario netto	46.505	41.089 ⁽¹⁾
Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	47.831	47.852 ⁽¹⁾
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,04	3,12 ⁽¹⁾
Cash flow da attività operativa	7.671	7.120
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ⁽²⁾	6.589	5.159

(1) Dati al 31 dicembre 2018.

(2) Il dato dei primi nove mesi del 2019 non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (378 milioni di euro al 30 settembre 2018).

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Generazione Termoelettrica e Trading	21.278	19.803	1.475	7,4%
Enel Green Power	5.547	5.758	(211)	-3,7%
Infrastrutture e Reti	16.159	14.588	1.571	10,8%
Mercati finali	24.222	25.229	(1.007)	-4,0%
Enel X	835	715	120	16,8%
Servizi	1.385	1.339	46	3,4%
Altro, elisioni e rettifiche	(12.302)	(12.186)	(116)	-1,0%
Totale	57.124	55.246	1.878	3,4%

L'incremento dei **ricavi** è sostanzialmente da ascrivere:

- > a **Infrastrutture e Reti** per l'acquisizione nel mese di giugno 2018 di Enel Distribuição São Paulo (1.022 milioni di euro) e per l'accordo raggiunto da Edesur (202 milioni di euro) con il Governo argentino per la definizione di alcune partite regolatorie originate nel periodo dal 2006 al 2016, nonché per gli incrementi tariffari in Brasile, Perù e Argentina.
- > alla **Generazione Termoelettrica e Trading** prevalentemente in Italia (1.493 milioni di euro) per maggiori attività di trading su commodity.

Tali impatti positivi sono stati solo in parte compensati dai minori ricavi dei **Mercati finali** (1.007 milioni di euro) principalmente in Spagna e dai minori ricavi rilevati dalla Linea di Business **Enel Green Power** (211 milioni di euro) prevalentemente per la plusvalenza derivante dalla cessione di talune partecipazioni messicane ("Progetto Kino") rilevata nel terzo trimestre 2018 per euro 192 milioni di euro.

Si evidenzia che gli impatti sopra in commento includono un effetto negativo dei cambi pari a 414 milioni di euro che è stato rilevato in particolare in America Latina.

I ricavi dei primi nove mesi del 2019 includono, come partite non ricorrenti, la plusvalenza relativa alla cessione della società Mercure Srl (pari a 108 milioni di euro), società veicolo alla quale Enel Produzione aveva precedentemente conferito l'impianto a biomasse della Valle del Mercure e il corrispettivo, pari a 50 milioni di euro, previsto dall'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria del secondo indennizzo connesso alla vendita nel 2009 della partecipazione detenuta dalla stessa e-distribuzione in Enel Rete Gas. I ricavi dei primi nove mesi del 2018 includevano, come partita non ricorrente, il primo indennizzo di F2i connesso alla cessione di Enel Rete Gas, per un importo di 128 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Generazione Termoelettrica e Trading	1.241	814	427	52,5%
Enel Green Power	3.304	3.328	(24)	-0,7%
Infrastrutture e Reti	6.148	5.658	490	8,7%
Mercati finali	2.367	2.265	102	4,5%
Enel X	107	89	18	20,2%
Servizi	134	115	19	16,5%
Altro, elisioni e rettifiche	(92)	(135)	43	31,9%
Totale	13.209	12.134	1.075	8,9%

L'incremento del **margin operativo lordo** è sostanzialmente da ricondurre:

- > a **Infrastrutture e Reti** in America Latina per l'acquisto di Enel Distribuição São Paulo (227 milioni di euro) e per il miglioramento del margine in Argentina (128 milioni di euro) in particolar modo a seguito dell'accordo di Edesur con il Governo argentino già commentato nei ricavi, nonché per gli incrementi tariffari in Brasile, Perù e Argentina;
- > alla **Generazione Termoelettrica e Trading** principalmente in Spagna e America Latina rispettivamente per 167 milioni di euro e 201 milioni di euro:
 - in Spagna è prevalentemente attribuibile alla maggiore produzione di energia da fonte nucleare nonché agli effetti positivi derivanti dalla sospensione dell'applicazione di talune imposte sulla produzione di energia elettrica da fonte termica;
 - in America Latina, invece, tale effetto è riconducibile ai migliori margini della centrale di Fortaleza in Brasile (88 milioni di euro) e al riconoscimento da parte di un grande cliente di Enel Generación Chile dell'indennizzo per recesso anticipato dal contratto di fornitura (per 80 milioni di euro). Tali effetti sono stati in parte compensati da adeguamenti di valore dei magazzini combustibili e materiali/ricambi asserviti al funzionamento di taluni impianti a carbone assoggettati a impairment (per complessivi 203 milioni di euro in quanto i loro valori di iscrizione non sono recuperabili);
- > ai **Mercati finali** (102 milioni di euro), in particolare in America Latina per l'acquisto di Enel Distribuição São Paulo (57 milioni di euro) e per la crescita del mercato libero in Italia (97 milioni di euro) al netto della riduzione riscontrata nel mercato regolato (57 milioni di euro);
- > al business di **Enel X** per l'adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorwerks, avvenuta nel 2017, a seguito dell'applicazione di alcune clausole contrattuali (58 milioni di euro).

Il decremento di **Enel Green Power**, pari a 24 milioni di euro, risente degli effetti negativi connessi alle variazioni di perimetro nei due periodi a confronto (151 milioni di euro), parzialmente compensati dall'indennizzo per recesso anticipato su un contratto di fornitura di energia elettrica in Cile (80 milioni di euro) e dall'incremento dei margini per l'applicazione di prezzi medi crescenti seppur in presenza di minori volumi di vendita.

Si evidenzia inoltre che il margine operativo lordo include un effetto negativo derivante dalla variazione dei tassi di cambio per 126 milioni di euro, soprattutto in America Latina.

Si segnala infine che le variazioni commentate sopra includono minori costi per canoni di godimento di beni di terzi per 188 milioni di euro in quanto, a seguito dell'applicazione del principio contabile IFRS 16, tali canoni sono ricompresi tra le attività materiali in leasing come diritti d'uso e dunque ammortizzati lungo la durata dei relativi contratti.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	Primi nove mesi 2019							Totale
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	
Margine operativo lordo	1.241	3.304	6.148	2.367	107	134	(92)	13.209
Ulteriore indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	-	-	(50)	-	-	-	-	(50)
Cessione della partecipazione di Enel Produzione in Mercure Srl	(94)	-	-	-	-	-	-	(94)
Svalutazione dei magazzini di combustibili e parti di ricambio di alcuni impianti a carbone in Italia e Spagna ⁽¹⁾	203	-	-	-	-	-	-	203
Margine operativo lordo ordinario	1.350	3.304	6.098	2.367	107	134	(92)	13.268

(1) La svalutazione dei magazzini combustibili e materiali/ricambi si considera non ordinaria in quanto strettamente connessa alla svalutazione di alcuni impianti a carbone in Italia e Spagna.

Milioni di euro	Primi nove mesi 2018							Totale
	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	
Margine operativo lordo	814	3.328	5.658	2.265	89	115	(135)	12.134
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione di e-distribuzione in Zi Rete Gas (ex Enel Rete Gas)	-	-	(128)	-	-	-	-	(128)
Margine operativo lordo ordinario	814	3.328	5.530	2.265	89	115	(135)	12.006

Risultato operativo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Generazione Termoelettrica e Trading	(3.670)	(6)	(3.664)	-
Enel Green Power	2.388	2.497	(109)	-4,4%
Infrastrutture e Reti	3.961	3.627	334	9,2%
Mercati finali	1.630	1.395	235	16,8%
Enel X	(4)	25	(29)	-
Servizi	10	48	(38)	-79,2%
Altro, elisioni e rettifiche	(116)	(148)	32	21,6%
Totale	4.199	7.438	(3.239)	-43,5%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2019 ammonta a 4.199 milioni di euro, in diminuzione di 3.239 milioni di euro (-43,5%) rispetto all'analogo periodo del 2018. In particolare, il miglioramento del margine operativo lordo è stato più che compensato dai maggiori ammortamenti e perdite di valore, che includono gli impairment effettuati nel corso dei primi nove mesi del 2019, su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia per complessivi 4.002 milioni di euro.

In particolare, in Cile, già nel corso del primo semestre 2019 sono stati effettuati, su due impianti, adeguamenti di valore per 364 milioni di euro, anche a seguito dell'accordo raggiunto con il Governo cileno sulla loro dismissione anticipata e, in Russia, in ragione dello stato di avanzamento delle trattative per la cessione dell'impianto a carbone di Reftinskaya, lo stesso era stato classificato, al 30 giugno

2019, tra le attività possedute per la vendita e il suo valore adeguato per tener conto del prezzo di cessione (125 milioni di euro).

In Spagna, nel corso del terzo trimestre 2019, il peggioramento dello scenario di riferimento relativo all'andamento del prezzo delle commodity e al funzionamento del mercato delle emissioni di CO₂, ha compromesso la competitività degli impianti a carbone. In Italia, oltre a un peggioramento dello scenario, l'attuazione della nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva (Capacity Market) ha ristretto l'ambito d'applicazione futura per gli impianti a più elevate emissioni di CO₂, prevedendo l'estromissione della tecnologia a carbone dal mercato elettrico. Per tali motivi il valore contabile di taluni impianti a carbone in Italia e in Spagna, comprensivi anche dei relativi oneri di smantellamento, è stato svalutato per complessivi 3.513 milioni di euro.

La variazione del risultato operativo include anche la quota di ammortamento dei diritti d'uso su beni altrui che, con decorrenza 1° gennaio 2019, sono rilevati come attività materiali in leasing e ammortizzati lungo la durata dei contratti, a seguito dell'applicazione del principio IFRS 16 (169 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro

	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Risultato operativo	(3.670)	2.388	3.961	1.630	(4)	10	(116)	4.199
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	-	-	(50)	-	-	-	-	(50)
Cessione della partecipazione di Enel Produzione in Mercure Srl	(94)	-	-	-	-	-	-	(94)
Adeguamento di valore dei magazzini di combustibili e parti di ricambio di alcuni impianti a carbone in Italia e Spagna ⁽¹⁾	203	-	-	-	-	-	-	203
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Italia	1.931	-	-	-	-	-	-	1.931
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Spagna	1.582	-	-	-	-	-	-	1.582
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Cile	364	-	-	-	-	-	-	364
Adeguamento di valore dell'impianto a carbone di Refinskaya in Russia	125	-	-	-	-	-	-	125
Risultato operativo ordinario	441	2.388	3.911	1.630	(4)	10	(116)	8.260

(1) La svalutazione dei magazzini combustibili e materiali/ricambi si considera non ordinaria in quanto strettamente connessa alla svalutazione di alcuni impianti a carbone in Italia e Spagna.

	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Risultato operativo	(6)	2.497	3.627	1.395	25	48	(148)	7.438
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas)	-	-	(128)	-	-	-	-	(128)
Risultato operativo ordinario	(6)	2.497	3.499	1.395	25	48	(148)	7.310

Il **risultato operativo ordinario**, che non include le partite escluse dal margine operativo lordo ordinario già commentate, ammonta a 8.260 milioni di euro, con un incremento di 950 milioni di euro (+13,0%) rispetto all'analogo periodo del 2018. Tale incremento risente dell'eliminazione delle partite straordinarie relative agli impairment di alcuni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile e Russia per complessivi 4.002 milioni di euro, già commentati sopra.

Risultato netto di Gruppo

Il **risultato netto del Gruppo** dei primi nove mesi del 2019 ammonta a 813 milioni di euro rispetto ai 3.016 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (-73,0%). Tale decremento, è dovuto principalmente agli impairment sopra commentati, i cui effetti sono ulteriormente accentuati da quanto segue:

- > maggiori oneri finanziari per 104 milioni di euro dovuti principalmente all'attualizzazione di passività non correnti, tra cui benefici ai dipendenti in Spagna e America Latina, tax partnership negli Stati Uniti e fondi rischi e oneri. Gli oneri finanziari a servizio del debito sono rimasti sostanzialmente inalterati, in quanto i maggiori interessi dovuti all'incremento dell'indebitamento netto medio del periodo sono stati compensati dai benefici ottenuti dall'emissione di nuovi prestiti obbligazionari a tassi più vantaggiosi e dai maggiori proventi finanziari. La variazione risente inoltre degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16;
- > maggiori oneri finanziari rilevati dalla generazione in Italia per l'adeguamento di valore del credito finanziario residuo derivante dalla cessione di Slovak Power Holding (29 milioni di euro);
- > gli effetti negativi derivanti dall'adeguamento di valore della partecipazione valutata con il metodo del patrimonio netto in Slovak Power Holding, per 31 milioni di euro a seguito dell'aggiornamento della formula del prezzo prevista nel contratto di cessione sottoscritto a luglio 2016;
- > minori risultati conseguiti dalle joint venture negli Stati Uniti (106 milioni di euro) principalmente per gli effetti derivanti dal riacquisto di alcune società dalla joint venture EGPNA REP che hanno comportato la rilevazione di una minusvalenza nella stessa EGPNA REP;
- > miglioramento in valore assoluto delle imposte, per 1.039 milioni di euro, tenuto conto prevalentemente della riduzione dell'utile *ante* imposte nei due periodi a confronto;
- > incremento della quota di utili spettanti alle minority in ragione della maggiore contribuzione delle società dell'America Latina ai risultati del Gruppo.

Risultato netto del Gruppo ordinario

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	Variazioni	
Risultato netto del Gruppo	813	3.016	(2.203)	-73,0%
Indennizzo derivante dalla cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	(49)	(128)	79	61,7%
Cessione della partecipazione di Enel Produzione in Mercure Srl	(97)		(97)	
Adeguamento di valore delle attività relative a Slovak Power Holding BV	52	-	52	-
Adeguamento di valore dei magazzini di combustibili e parti di ricambio di alcuni impianti a carbone in Italia e in Spagna	138	-	138	-
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Italia	1.396	-	1.396	-
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Spagna	832	-	832	-
Adeguamento di valore di alcuni impianti a carbone in Cile	154	-	154	-
Adeguamento di valore dell'impianto a carbone di Reftinskaya in Russia	56	-	56	-
Risultato netto del Gruppo ordinario ⁽¹⁾	3.295	2.888	407	14,1%

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

Al netto delle partite straordinarie illustrate nel paragrafo sui ricavi, l'**utile netto ordinario del Gruppo** ammonta a 3.295 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019, con un incremento di 407 milioni di euro (+14,1%) rispetto ai 2.888 milioni di euro rilevati nell'analogo periodo del 2018, in quanto non include le svalutazioni commentate in precedenza. Nella tabella sopra riportata è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo e risultato netto ordinario del Gruppo nei primi nove mesi del 2019, con evidenza degli elementi non ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività possedute per la vendita pari a pari a 298 milioni di euro, prevalentemente a seguito del raggiungimento di un accordo per la futura cessione della centrale termica di Reftinskaya, ammonta a 94.336 milioni di euro al 30 settembre 2019 (88.941 milioni di euro al 31 dicembre 2018) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 47.831 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 46.505 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 settembre 2019, presenta un'incidenza sul patrimonio netto del 0,97 (0,86 al 31 dicembre 2018).

L'**indebitamento finanziario netto**, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita, si attesta a 46.505 milioni di euro al 30 settembre 2019, registrando un incremento di 5.416 milioni di euro rispetto ai 41.089 milioni di euro del 31 dicembre 2018. Tale incremento è riconducibile prevalentemente ai seguenti fenomeni:

- > l'iscrizione di un debito finanziario per 1.370 milioni di euro al 1° gennaio 2019 a seguito della prima applicazione del principio IFRS 16;
- > l'acquisto di alcune società da parte di EGPNA REP che ha comportato il consolidamento del debito delle società acquisite per 638 milioni di euro, oltre all'esborso di 225 milioni di euro;
- > gli investimenti del periodo pari a 6.589 milioni di euro;
- > l'effetto cambi sfavorevole per 1.121 milioni di euro;
- > il pagamento complessivo di dividendi per 3.887 milioni di euro.

La crescita dell'indebitamento è stata contenuta grazie ai positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa pari a 7.671 milioni di euro nonché dalla cessione di talune società di Enel Green Power in Brasile e di generazione in Italia per complessivi 493 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Generazione Termoelettrica e Trading	498	395	103	26,1%
Enel Green Power	2.894 ⁽¹⁾	1.779 ⁽²⁾	1.115	62,7%
Infrastrutture e Reti	2.643	2.552	91	3,6%
Mercati finali	299	248	51	20,6%
Enel X	171	118	53	44,9%
Servizi	61	47	14	29,8%
Altro, elisioni e rettifiche	23	20	3	15,0%
Totale	6.589	5.159	1.430	27,7%

(1) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita"
(2) Il dato non include 378 milioni di euro riferiti a perimetro classificato come "posseduto per la vendita"

Gli **investimenti** ammontano a 6.589 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019, con un incremento di 1.430 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2018. L'incremento è legato essenzialmente ai maggiori investimenti in impianti da fonte rinnovabile, in particolare in Iberia (483 milioni di euro), Brasile (322 milioni di euro), Sudafrica (72 milioni di euro), Grecia (56 milioni di euro), Russia (32 milioni di euro) e India (31 milioni di euro) oltre che ai maggiori investimenti sulle reti di distribuzione in Italia (102 milioni di euro) per attività legate alla qualità del servizio e alla sostituzione dei contatori elettronici. I maggiori investimenti derivanti da variazioni di perimetro per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo ammontano a 37 milioni di euro.

Dati operativi

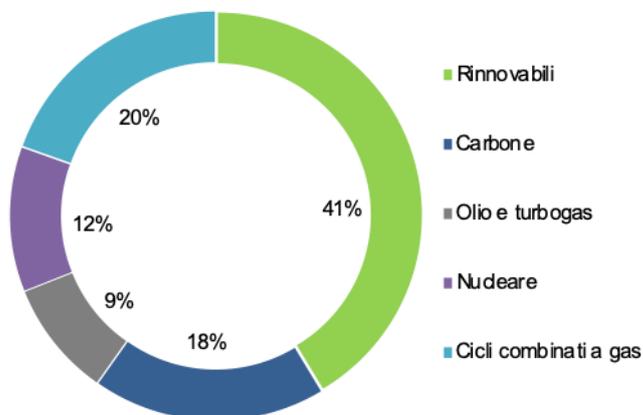
3° trimestre						Primi nove mesi						
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	
2019			2018			2019			2018			
11,9	49,5	61,4	13,9	52,8	66,7	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	34,7	139,6	174,3	40,5	147,3	187,8
60,9	70,7	131,6	59,0	70,9	129,9	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	169,4	208,9	378,3	170,5	190,1	360,6
26,4	53,4	79,8	27,1	52,3	79,4	Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	74,1	154,6	228,7	78,7	141,0	219,7
0,5	1,1	1,6	0,5	1,2	1,7	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	3,4	4,2	7,6	3,4	4,6	8,0
Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽²⁾						29.590	38.784	68.374	30.285	38.987	69.272	

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Al 31 dicembre 2018.

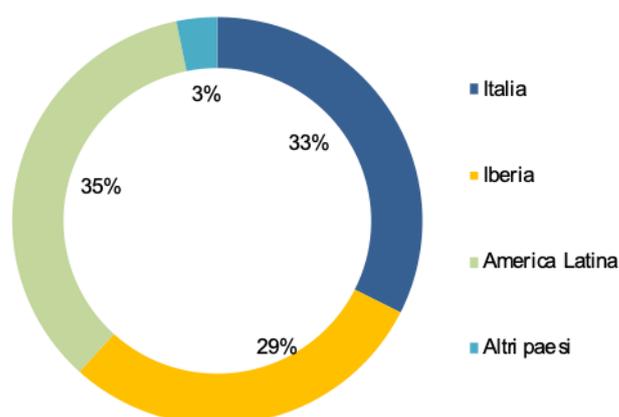
L'**energia netta prodotta da Enel** nei primi nove mesi del 2019 registra un decremento di 13,5 TWh rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2018 (-7,2%). In particolare, il calo risente della minor produzione da fonte termoelettrica (-12,7 TWh), principalmente per minore produzione da carbone (-15,5 TWh) in Italia e Spagna. Per quanto concerne la generazione da fonti rinnovabili si registra una minore produzione per 2,6 TWh, di cui 4,4 TWh da fonte idroelettrica per minore disponibilità della risorsa idrica, solo in parte compensata da un aumento della generazione da fonte eolica per 2,6 TWh. Si registra inoltre un aumento della produzione da fonte nucleare per 1,8 TWh.

Energia elettrica netta prodotta per fonte (primi nove mesi del 2019)



L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** nei primi nove mesi del 2019 è pari a 378 TWh, in aumento di 17,7 TWh (4,9%), prevalentemente per effetto dell'acquisizione, in Brasile, di Enel Distribuição São Paulo (+19 TWh). In Italia si registra un decremento dell'energia elettrica distribuita (-1 TWh).

L'**energia venduta da Enel** nei primi nove mesi del 2019 è pari a 229 TWh e registra un incremento di 9 TWh (+4,1%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, si rilevano maggiori quantità vendute in America Latina (+15 TWh), principalmente in Brasile, solo parzialmente compensate da minori vendite realizzate in Italia (-4,5 TWh), in Spagna (-1 TWh) e in Romania (-0,5 TWh).



Il **gas venduto** nei primi nove mesi del 2019 è pari a 7,6 miliardi di metri cubi, in diminuzione di 0,4 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 settembre 2019 è pari a 68.374 dipendenti, di cui circa il 56,7% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione, pari a -898 unità, è riferibile prevalentemente al saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (-952 unità) e in parte alle variazioni di perimetro (54 unità) dovute alla dismissione dell'impianto Mercure da parte di Enel Produzione in Italia e all'acquisizione a marzo della società Tradewind negli Stati Uniti.

N.

	al 30.09.2019	al 31.12.2018
Generazione Termoelettrica e Trading	9.657	10.286
Enel Green Power	7.854	7.478
Infrastrutture e Reti	34.929	35.740
Mercati finali	6.336	6.492
Enel X	2.794	2.733
Servizi	5.918	5.646
Altro	886	897
Totale	68.374	69.272

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

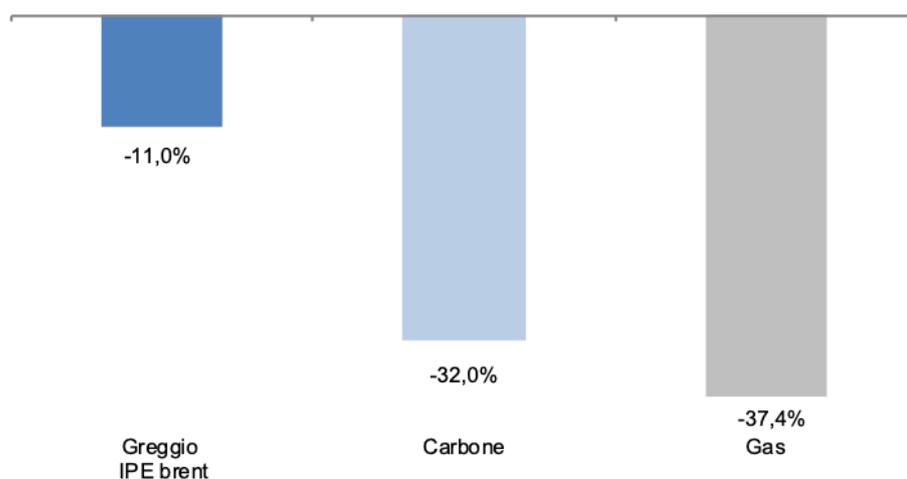
	Primi nove mesi	
	2019	2018
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE brent (dollari/bbl)	64,7	72,7
Prezzo medio CO ₂ (euro/ton)	24,8	14,4
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) ⁽¹⁾	62,5	91,9
Prezzo medio del gas (euro/MWh) ⁽²⁾	13,9	22,2
Cambio medio dollaro USA per euro	1,12	1,19
Euribor a sei mesi (media del periodo)	-0,29%	-0,27%

(1) Indice API#2.

(2) Indice TTF.

Il rapporto di cambio euro/dollaro, pur con andamenti altalenanti, ha visto nel corso del terzo trimestre 2019 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, caratterizzati comunque da livelli molto bassi rispetto alle serie storiche.

Variazione prezzi medi combustibili nei primi nove mesi 2019 rispetto ai primi nove mesi 2018



Indice dei prezzi al consumo (CPI)

	Primi nove mesi		
	2019	2018	Variazione
Italia	0,77	1,04	-0,3
Spagna	0,85	1,66	-0,8
Russia	4,89	2,53	2,4
Argentina	53,37	29,18	24,2
Brasile	3,94	3,51	0,4
Cile	2,14	2,70	-0,6
Colombia	3,38	3,24	0,1
Perù	2,24	1,07	1,2

Tassi di cambio

	Primi nove mesi		
	2019	2018	Variazione
Euro/Dollaro americano	1,12	1,19	-5,9%
Euro/Sterlina britannica	0,88	0,88	-
Euro/Franco svizzero	1,12	1,16	-3,4%
Dollaro americano/Yen giapponese	109,15	109,66	-0,5%
Dollaro americano/Dollaro canadese	1,33	1,29	3,1%
Dollaro americano/Dollaro australiano	1,43	1,32	8,3%
Dollaro americano/Rublo russo	65,04	61,51	5,7%
Dollaro americano/Peso argentino	44,50	25,11	77,2%
Dollaro americano/Real brasiliano	3,89	3,60	8,1%
Dollaro americano/Peso cileno	685,74	629,22	9,0%
Dollaro americano/Peso colombiano	3.240,82	2.887,26	12,2%
Dollaro americano/Nuovo sol peruviano	3,33	3,26	2,1%
Dollaro americano/Peso messicano	19,25	19,03	1,2%
Dollaro americano/Lira turca	5,63	4,60	22,4%
Dollaro americano/Rupia indiana	70,14	67,19	4,4%
Dollaro americano/Rand sudafricano	14,37	12,90	11,4%

Il contesto economico energetico nei primi nove mesi del 2019

L'economia mondiale nei primi tre trimestri del 2019 è cresciuta del 2,5% in termini tendenziali. Il deterioramento del contesto macroeconomico legato alle tensioni commerciali tra Stati Uniti e Cina, il rallentamento delle principali economie avanzate e le conseguenti tensioni sui mercati emergenti, ha indotto le principali Banche Centrali a rivedere il percorso di ottimizzazione delle proprie politiche monetarie. La Federal Reserve (Fed) dallo scorso luglio ha tagliato due volte il tasso di interesse di riferimento a scopo precauzionale per evitare un "hard landing" dell'economia statunitense. La Banca Centrale Europea (BCE) ha ripristinato un nuovo programma straordinario di acquisti di titoli del settore pubblico/privato (PSPP), tagliato ulteriormente i tassi di interesse sui depositi e modificato la "forward guidance", indicando condizioni espansive (marginal refinancing rate a zero) per lungo tempo (fin tanto che l'inflazione non converge al target e l'economia dell'eurozona si riposiziona su livelli di crescita).

La Banca d'Inghilterra (BoE), ha mantenuto il costo del denaro invariato allo 0,75% da inizio anno, ma le prossime mosse nel breve periodo saranno legate agli esiti dei negoziati sulla Brexit. La Banca del Giappone (BoJ) dovrebbe mantenere inalterata ancora per diverso tempo la propria politica monetaria (tasso di sconto allo -0,1%, target sui rendimenti dei titoli di stato decennali allo 0%, programma di riacquisto di titoli, APP, a ¥80 trilioni all'anno).

Gli Stati Uniti hanno raggiunto l'apice della fase espansiva del proprio ciclo economico (nel 2019 sono entrati nel decimo anno di crescita ininterrotta) e si avviano verso una fase di rallentamento. Nei primi due trimestri del 2019 il PIL reale è cresciuto del 2,4% circa in termini tendenziali; i consumi privati crescono del 2,6%, a un ritmo più lento rispetto allo scorso anno, sebbene il mercato del lavoro sia ancora solido con un tasso di disoccupazione al 3,6% (40 punti base più basso del tasso di disoccupazione strutturale). La pressione inflazionistica, debole nel primo trimestre, è aumentata nel secondo trimestre (+1,8%) avvicinandosi maggiormente al target della Federal Reserve (2%).

L'economia italiana nel primo e nel secondo trimestre del 2019 ha registrato un tasso di crescita nullo. I consumi privati sono rimasti in linea con la fine dell'anno precedente, mentre gli investimenti fissi sono aumentati dell'1,8% congiuntamente; il mercato del lavoro è in ripresa con un tasso di disoccupazione al 9,9%, il più basso da marzo 2012. Il livello di fiducia nell'economia resta comunque debole e potrebbe continuare a influenzare l'andamento dell'attività reale nei prossimi mesi. L'inflazione media da inizio anno è stata pari allo 0,7%, distante dal target del 2%. L'aggiustamento fiscale concordato dal Governo ha permesso di evitare la procedura per deficit eccessivo (Excessive Deficit Procedure), stimolando la reazione positiva dei mercati finanziari con la relativa riduzione dello spread sui titoli governativi.

L'economia spagnola nel primo trimestre è cresciuta in termini reali dello 0,4% rispetto al trimestre precedente continuando a posizionarsi sopra la media europea; le prospettive d'espansione sembrano però meno positive, a causa del peggioramento del contesto mondiale, nonostante gli indicatori di fiducia (e.g. PMI) forniscano un quadro stabile e simile ai trimestri precedenti. Il mercato del lavoro continua a registrare miglioramenti, sostenendo ancora i consumi privati. La pressione inflazionistica è stata pari allo 0,8% in media da inizio anno, distante dal target (2%) di politica monetaria della Banca Centrale Europea.

L'economia della Russia nel primo trimestre è cresciuta dello 0,8% in termini tendenziali; gli investimenti domestici e la domanda interna, ed esterna rimangono deboli rispetto al 2018. L'annuncio di una strategia di consolidamento fiscale del Governo e i tagli dei tassi di interesse della Banca Centrale non sembrano nell'immediato portare a un rilancio dell'economia.

Nel primo trimestre dell'anno le economie dei Paesi dell'America Latina hanno registrato tassi di crescita più deboli del previsto, influenzati anche questi dal deterioramento esterno.

Perdura il momento difficile dell'Argentina che rimane in recessione anche nel secondo trimestre; il PIL normalizzato per gli effetti stagionali cede un ulteriore 0.3% su base trimestrale. L'outlook rimane ancora abbastanza critico, con il mercato del lavoro in peggioramento e l'incertezza riguardo le policy introdotte dal nuovo Governo a pesare sulle decisioni di investimento, sui consumi e mantenere volatili gli asset finanziari. L'inflazione da inizio anno è cresciuta del 56% rispetto ai valori del 2018; tuttavia, la nuova strategia di politica monetaria, che pone come obiettivo esplicito la crescita zero in termini nominali della base monetaria, e il mantenimento di un regime di tassi di interessi elevati almeno nel breve periodo dovrebbe portare a una lieve riduzione delle tensioni inflazionistiche nella seconda metà dell'anno.

L'economia del Brasile si è contratta dello 0,1% congiuntamente nel primo trimestre del 2019, riprendendo a crescere dello 0,4% nel secondo. L'andamento dell'attività è stato condizionato da fattori temporanei (i.e. disastro ambientale del Brumadinho, tensioni commerciali internazionali), che potrebbero influenzare anche le performance dell'economia nella parte finale dell'anno. Il deterioramento

delle prospettive di crescita del Paese ha indotto la Banca Centrale ad adottare una politica monetaria più accomodante per poter rilanciare l'economia riducendo il tasso di interesse di riferimento (Selic rate pari al 5,5%).

L'economia cilena non è cresciuta congiunturalmente nel primo trimestre dell'anno, migliorando però nel secondo (+0,8%) grazie al recupero dei settori minerario e non, e a una dinamica solida di crescita per quanto riguarda i consumi privati. L'inflazione da inizio anno è stata pari in media al 2%, ben al di sotto del target della Banca Centrale (3%).

In Colombia l'attività economica è cresciuta congiunturalmente nel secondo trimestre del 4,9%, guidata dal protrarsi della crescita della domanda interna e in particolare dei consumi privati, supportati da una dinamica favorevole dei salari reali e del credito. L'inflazione ha registrato valori al di sopra del livello target principalmente spinta dal rialzo dei prezzi dei beni alimentari. Il quadro generale potrebbe indurre nei prossimi mesi la Banca Centrale a tagliare il tasso di interesse benchmark al fine di fornire un ulteriore stimolo all'economia. Inoltre, il processo di consolidamento dei conti pubblici colombiani prevede il raggiungimento del surplus primario di bilancio nei prossimi anni.

Il Perù nel primo e secondo trimestre ha sotto-performato le aspettative di crescita dei mercati; infatti, dopo una forte espansione del PIL nel 2018 (+4,0% rispetto all'anno precedente) l'economia ha perso slancio a causa di una frenata di tutti i principali settori produttivi. Le esportazioni hanno registrato un calo del 2,9% (nei primi nove mesi dell'anno rispetto allo stesso periodo del 2018), mentre la domanda interna ha registrato tassi di crescita più bassi (2,1% nei primi nove mesi dell'anno rispetto allo stesso periodo del 2018) a causa del deterioramento del contesto esterno. L'inflazione è stata dell'1,9% (nei primi nove mesi dell'anno rispetto allo stesso periodo del 2018), in costante calo nel corso dell'anno. La banca centrale potrebbe ridurre di ulteriori 25 bps il tasso di interesse entro la fine dell'anno (dopo -25 bps ad agosto scorso) per dare maggiore ossigeno all'economia.

Le quotazioni internazionali delle commodity

Nel corso dei primi tre trimestri del 2019 si è assistito a segnali contrastanti sul mercato del petrolio che hanno determinato movimenti prima al rialzo e poi al ribasso del prezzo.

Dal punto di vista dei fondamentali, nonostante il perdurare dei tagli all'offerta da parte dei Paesi OPEC, ci sono stati altri elementi che hanno influito sull'evoluzione del mercato: 1) elevati livelli delle riserve dei Paesi OECD, 2) un atteso rallentamento della crescita della domanda dovuto a sempre più evidenti segnali di indebolimento delle condizioni macroeconomiche e per ultimo 3) rinnovati rischi geopolitici come gli attacchi alle strutture petrolifere saudite avvenuti nel mese di settembre. Tali dinamiche hanno mantenuto il prezzo del Brent in un range stretto e compreso tra i 60 e 70 \$/bbl.

Il mercato del gas durante i primi nove mesi dell'anno in corso è stato caratterizzato da un forte incremento delle importazioni di GNL dirette in Europa, che hanno determinato un surplus di offerta portando i prezzi del TTF, uno dei principali benchmark del mercato, al di sotto dei 10 €/MWh livello quest'ultimo che non si vedeva dal mese di settembre 2009.

Per quanto riguarda il mercato del carbone, i primi nove mesi del 2019 sono stati caratterizzati da prezzi anch'essi in forte ribasso dovuti a: 1) debole domanda in Cina, 2) temperature miti e 3) contrazione dell'export proveniente dalla Colombia e dagli Stati Uniti.

Inoltre, gli elevati livelli dei prezzi della CO₂, uniti a prezzi gas particolarmente depressi, hanno reso la generazione a carbone molto meno competitiva di quella a gas determinando un ulteriore abbassamento della richiesta del combustibile. Tutto ciò ha determinato un declino del prezzo API2, passato da 82 \$/t registrato nel mese di gennaio a 60 \$/t del mese di settembre.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

3° trimestre			Primi nove mesi		
2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione
84.582	84.017	0,7%Italia	241.893	242.247	-0,1%
63.704	64.907	-1,9%Spagna	187.252	191.199	-2,1%
183.664	183.045	0,3%Russia	586.811	587.848	-0,2%
34.848	35.211	-1,0%Argentina	100.069	105.351	-5,0%
141.073	142.218	-0,8%Brasile	440.509	433.650	1,6%
19.448	19.132	1,7%Cile	57.829	57.251	1,0%
18.446	17.741	4,0%Colombia	53.604	51.468	4,2%
13.194	12.583	4,9%Perù	39.872	37.706	5,7%

Fonte: TSO nazionali.

Nei primi nove mesi del 2019 il trend della domanda elettrica per Italia è stato pressoché allineato (-0,1%) mentre per la Spagna è risultato negativo (-2,1%). Tale decrescita è dovuta a temperature nelle medie stagionali e a un rallentamento economico evidenziato da tassi di crescita della produzione industriale negativi (nel periodo mediamente -1%).

Simile andamento anche in Russia, la cui domanda elettrica registra un decremento dello 0,2% nel medesimo orizzonte temporale.

Per quanto riguarda l'America Latina, la domanda elettrica cresce grazie anche a una ripresa economica registrata in tutta la regione (Brasile +1,6%, Cile +1,0%, Colombia +4,2% e Perù +5,7%), a eccezione dell'Argentina, in cui la domanda ha un andamento negativo (-5,0%) a causa della crisi economica in atto.

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 3Q 2019 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 3Q 2019 - 3Q 2018	Prezzo medio peakload 3Q 2019 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 3Q 2019 - 3Q 2018
Italia	50,9	-26,2%	56,2	-24,0%
Spagna	45,3	-31,2%	49,0	-29,3%
Russia	16,8	5,7%	19,2	5,5%
Brasile	48,3	-55,1%	63,0	-32,0%
Cile	43,5	-28,7%	60,8	-63,7%
Colombia	48,9	91,9%	104,4	234,1%

Domanda di gas naturale in Italia

3° trimestre			Milioni di m ³		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	Variazioni		
2.878	2.860	18	0,6%	Usi domestici e civili	22.065	22.228	(163)	-0,7%
3.180	3.213	(33)	-1,0%	Industria e servizi	10.498	10.599	(101)	-1,0%
7.217	6.375	842	13,2%	Termoelettrico	19.627	16.990	2.637	15,5%
221	222	(1)	-0,5%	Altro ⁽¹⁾	1.084	1.105	(21)	-1,9%
13.496	12.670	826	6,5%	Totale	53.274	50.922	2.352	4,6%

(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 2019 si attesta a 53 miliardi di metri cubi, registrando un incremento del 4,6% rispetto allo stesso periodo del 2018.

Il settore che ha sostenuto la domanda è stato in particolare il termoelettrico con una crescita del 15,5% dovuta in particolare ai bassi prezzi del gas che hanno reso la generazione CCGT più competitiva di quella a carbone.

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	Variazioni		
Produzione netta:								
50.276	49.306	970	2,0%	termoelettrica	141.545	135.364	6.181	4,6%
13.497	12.638	859	6,8%	idroelettrica	34.815	38.368	(3.553)	-9,3%
3.148	2.920	228	7,8%	eolica	14.356	12.572	1.784	14,2%
1.433	1.406	27	1,9%	geotermoelettrica	4.280	4.265	15	0,4%
8.136	8.007	129	1,6%	fotovoltaica	20.687	19.435	1.252	6,4%
76.490	74.277	2.213	3,0%	Totale produzione netta	215.683	210.004	5.679	2,7%
8.508	10.085	(1.577)	-15,6%	Importazioni nette	27.880	33.928	(6.048)	-17,8%
84.998	84.362	636	0,8%	Energia immessa in rete	243.563	243.932	(369)	-0,2%
(416)	(345)	(71)	20,6%	Consumi per pompaggi	(1.670)	(1.685)	15	-0,9%
84.582	84.017	565	0,7%	Energia richiesta sulla rete	241.893	242.247	(354)	-0,1%

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo settembre 2019).

L'energia richiesta in Italia nei primi nove mesi del 2019 registra un decremento (-0,1%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2018, attestandosi a 241,9 TWh (84,6 TWh nel terzo trimestre 2019). L'energia richiesta del periodo è stata soddisfatta per l'88,6% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,0% nei primi nove mesi del 2018) e per il restante 11,4% dalle importazioni nette (14,0% nei primi nove mesi 2018).

Le importazioni nette dei primi nove mesi del 2019 registrano un decremento del 17,8% rispetto ai primi nove mesi del 2018. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2019, con un decremento del 15,6% (-1,6 TWh).

La produzione netta nei primi nove mesi del 2019 registra un incremento del 2,7% (+5,7 TWh), attestandosi a 215,7 TWh (+76,5 TWh nel terzo trimestre 2019). In particolare, la maggiore produzione termoelettrica (+6,2 TWh), eolica (+1,8 TWh) e fotovoltaica (+1,3 TWh) è solo in parte compensata da

una minore produzione da fonte idroelettrica (-3,6TWh), conseguente alle più sfavorevoli condizioni di idraulicità dell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2019, a eccezione della produzione da fonte idroelettrica che invece registra un incremento del 6,8%.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

3° trimestre		Milioni di kWh		Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	Variazioni
63.588	61.244	2.344	3,8%	184.306	184.273	33 -
(448)	(176)	(272)	154,5%	(1.838)	(2.411)	573 -23,8%
564	3.839	(3.275)	-85,3%	4.784	9.337	(4.553) -48,8%
63.704	64.907	(1.203)	-1,9%	187.252	191.199	(3.947) -2,1%

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Series estadísticas nacionales - Balance eléctrico* - data di aggiornamento 30 settembre 2019).

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nei primi nove mesi del 2019 registra un decremento del 2,1% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2018 (-1,9% nel terzo trimestre 2019), attestandosi a 187,3 TWh (63,7 TWh nel terzo trimestre 2019). Tale richiesta è parzialmente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *importazioni nette* nei primi nove mesi del 2019 mostrano un decremento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2018, evidenziando una minore necessità a soddisfare il fabbisogno nazionale. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2019.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2019 si attesta a 184,3 TWh (63,6 TWh nel terzo trimestre 2019) rilevando un lieve incremento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

3° trimestre		Milioni di kWh		Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	Variazioni
3.876	3.964	(88)	-2,2%	10.375	10.715	(340) -3,2%
540	423	117	27,7%	1.346	964	382 39,7%
4.416	4.387	30	0,7%	11.722	11.679	43 0,4%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Series estadísticas nacionales - Balance eléctrico* - data di aggiornamento 30 settembre 2019).

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nei primi nove mesi del 2019 registra un incremento (+0,4%) rispetto all'analogo periodo del 2018, attestandosi a 11,7 TWh (4,4 TWh, +0,7% nel terzo trimestre 2019). Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per l'88,5% e dalle importazioni nette per il restante 11,5%.

Le *importazioni nette* nei primi nove mesi del 2019 si attestano a 1,3 TWh (0,5 TWh nel terzo trimestre 2019) e sono relative interamente all'interscambio con la produzione realizzata nella penisola iberica.

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2019 registra un decremento del 3,2% (0,3 TWh) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Analogo andamento si rileva nel terzo trimestre 2019.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Ricavi	57.124	55.246	1.878	3,4%
Costi	44.033	43.314	719	1,7%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	118	202	(84)	-41,6%
Margine operativo lordo	13.209	12.134	1.075	8,9%
Ammortamenti e impairment	9.010	4.696	4.314	91,9%
Risultato operativo	4.199	7.438	(3.239)	-43,5%
Proventi finanziari	3.640	3.024	616	20,4%
Oneri finanziari	5.545	4.796	749	15,6%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(1.905)	(1.772)	(133)	-7,5%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(104)	54	(158)	-
Risultato prima delle imposte	2.190	5.720	(3.530)	-61,7%
Imposte	647	1.686	(1.039)	-61,6%
Risultato delle continuing operations	1.543	4.034	(2.491)	-61,8%
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	1.543	4.034	(2.491)	-61,8%
Quota di interessenza del Gruppo	813	3.016	(2.203)	-73,0%
Quota di interessenza di terzi	730	1.018	(288)	-28,3%

Ricavi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Vendita energia elettrica	33.416	31.800	1.616	5,1%
Trasporto energia elettrica	7.752	7.713	39	0,5%
Corrispettivi da gestori di rete	688	720	(32)	-4,4%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.225	1.268	(43)	-3,4%
Vendita gas	2.405	3.123	(718)	-23,0%
Trasporto gas	453	424	29	6,8%
Vendita di combustibili	6.771	6.179	592	9,6%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	575	523	52	9,9%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	533	488	45	9,2%
Altri ricavi	3.306	3.008	298	9,9%
Totale	57.124	55.246	1.878	3,4%

Nei primi nove mesi del 2019 i ricavi da **vendita di energia elettrica** registrano un incremento sostanzialmente per i seguenti fattori:

- > maggiori ricavi nella distribuzione in Brasile (1.097 milioni di euro) prevalentemente per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo nel giugno 2018 (863 milioni di euro) e per gli incrementi tariffari, specialmente in Enel Distribuição Goiás;
- > maggiori ricavi per incrementi tariffari in Argentina (71 milioni di euro), nella distribuzione, che compensano l'effetto negativo derivante dalla forte svalutazione del peso argentino, persistendo un regime iperinflattivo nel Paese;
- > maggiori ricavi di vendita nella distribuzione in Cile (60 milioni di euro) prevalentemente per adeguamenti tariffari;
- > incremento dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 733 milioni di euro conseguente all'incremento dei volumi intermediati prevalentemente in Italia.

Tal effetti incrementativi sono in parte compensati dalle minori vendite di energia elettrica nei mercati regolati in Spagna e Italia (604 milioni di euro).

La riduzione dei ricavi per **vendita di gas** risente essenzialmente delle minori quantità vendute prevalentemente nel mercato libero, soprattutto in Spagna (740 milioni di euro) per effetto della riduzione dei clienti, dei consumi e in parte per il pass-through di seguito commentato nei costi per acquisto di gas per attività di trading.

I ricavi per **vendita di combustibili** si incrementano principalmente per effetto dei maggiori volumi intermediati nelle attività di trading in Italia.

Gli **altri ricavi** si incrementano di 298 milioni di euro, sostanzialmente per:

- > la plusvalenza relativa alla cessione della società Mercure Srl, società veicolo alla quale Enel Produzione aveva precedentemente conferito l'impianto a biomasse della Valle del Mercure (108 milioni di euro);
- > il negative goodwill (pari a 106 milioni di euro), derivante dall'allocazione provvisoria del prezzo di acquisto, effettuata da esperti indipendenti, a seguito dell'acquisto da parte di EGPNA di alcune società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC ("EGPNA REP");

- > i maggiori ricavi in Argentina a seguito dell'accordo di Edesur con il Governo che sana pendenze reciproche originate nel periodo dal 2006 al 2016 (228 milioni di euro) e per effetto dell'iperinflazione;
- > il rimborso previsto contrattualmente per l'esercizio dell'opzione di recesso da parte di un grande cliente industriale relativamente alle forniture di energia elettrica da Enel Generación Chile (160 milioni di euro) di cui 80 milioni di euro afferenti alla generazione termica e i restanti 80 milioni di euro afferenti alla generazione da fonte rinnovabile;
- > l'adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorwerks, avvenuta nel 2017, a seguito dell'applicazione di alcune clausole contrattuali (58 milioni di euro);
- > il corrispettivo pari a 50 milioni di euro previsto dall'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria del secondo indennizzo connesso alla vendita nel 2009 della partecipazione detenuta dalla stessa e-distribuzione in Enel Rete Gas.

Tali effetti sono in parte compensati dall'iscrizione, nel 2018, del provento, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che e-distribuzione e F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas.

Costi

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Acquisto di energia elettrica	15.363	14.464	899	6,2%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.240	3.639	(399)	-11,0%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	8.415	8.273	142	1,7%
Materiali	1.330	1.241	89	7,2%
Costo del personale	3.461	3.327	134	4,0%
Servizi e godimento beni di terzi	11.845	11.771	74	0,6%
Altri costi operativi	1.932	2.082	(150)	-7,2%
Costi capitalizzati	(1.553)	(1.483)	(70)	-4,7%
Totale costi	44.033	43.314	719	1,7%

L'incremento dei costi per **acquisto di energia elettrica** riflette l'effetto dei maggiori acquisti effettuati dalla distribuzione in Brasile (655 milioni di euro di cui 598 milioni di euro da riferire all'acquisto di Enel Distribuição São Paulo avvenuta a giugno 2018), Argentina (134 milioni di euro per maggiori quantità a prezzi più elevati che compensano la minor produzione netta degli impianti) e Cile (65 milioni di euro).

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** si riducono soprattutto per il minor utilizzo degli impianti termoelettrici. Tale effetto è stato solo parzialmente compensato dall'aumento dei costi dovuto alla svalutazione dei magazzini combustibili (per complessivi 104 milioni di euro), direttamente connessi al processo che ha portato alla svalutazione di taluni impianti a carbone in Italia e Spagna.

La variazione in aumento dei costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** riflette l'incremento dei costi medi di acquisto del gas e i maggiori volumi intermediati, principalmente da società italiane. Tale incremento risulta parzialmente compensato dalla riduzione di costi relativi agli acquisti di gas da parte di Endesa Energía per conto della consociata Endesa Generación per i quali Endesa Energía svolge un servizio di pass-through (con sole rilevazioni patrimoniali), che in precedenza venivano rilevati tra costi e ricavi. Analoga variazione è riscontrabile nei ricavi per vendite di gas.

I costi per **materiali** evidenziano un incremento principalmente per effetto della svalutazione dei magazzini dei materiali e parti di ricambio a servizio delle centrali a carbone assoggettate a impairment in Italia (78 milioni di euro) e in Spagna (21 milioni di euro) in quanto ritenuti non recuperabili attraverso l'impiego nel processo produttivo.

Nei primi nove mesi del 2019, l'incremento del **costo del personale** si riferisce prevalentemente a:

- > maggiori costi in Brasile per 78 milioni di euro dovuti principalmente all'ingresso nel Gruppo di Enel Distribuição São Paulo nel giugno 2018;
- > maggiori costi in Spagna per 47 milioni di euro, principalmente per accantonamenti ai piani per incentivo all'esodo;
- > maggiori costi in Nord America per le variazioni di perimetro dovute all'acquisto, effettuato a marzo 2019, della società Tradewind;
- > minori costi in Italia, principalmente riguardanti e-distribuzione, dove si registra una minore consistenza media del personale pari al 3%.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2019 è pari a 68.374 dipendenti, di cui 38.784 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2019 si decrementa di 898 unità. Tale variazione è riferibile prevalentemente al saldo tra assunzioni e cessazioni (-952 unità) e in parte dalle variazioni di perimetro (54 unità), principalmente dovute alla dismissione dell'impianto Mercure da parte di Enel Produzione in Italia e all'acquisizione, a marzo, della società Tradewind negli Stati Uniti.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2018 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2018	69.272
Assunzioni	2.648
Cessazioni	(3.600)
Variazioni di perimetro	54
Consistenza al 30 settembre 2019	68.374

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** aumentano prevalentemente per effetto dell'acquisto di Enel Distribuição São Paulo avvenuto a giugno 2018 (205 milioni di euro) e ai maggiori costi variabili connessi ai maggiori volumi di business di Enel X in Italia. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dai minori costi per godimento beni di terzi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16 per 188 milioni di euro.

La riduzione degli **altri costi operativi** nei primi nove mesi del 2019 è ascrivibile essenzialmente alla riduzione degli oneri per imposte e tasse, per 156 milioni di euro, prevalentemente in Spagna per la sospensione dell'applicazione delle imposte sulla produzione di energia elettrica e sul consumo di idrocarburi impiegati nella produzione di energia in base al Regio Decreto n. 15/2018 del 5 ottobre 2018, nonché per la riduzione delle imposte sulla generazione nucleare.

Nei primi nove mesi del 2019 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.553 milioni di euro prevalentemente nella distribuzione per 1.077 milioni di euro (soprattutto in America Latina, Spagna e Italia) e nelle rinnovabili per 216 milioni di euro (soprattutto negli Stati Uniti, Italia e Sudafrica) coerentemente con quanto commentato nell'ambito degli investimenti.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 118 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019 (positivi per 202 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente). La variazione del periodo è dovuta all'incremento degli oneri netti su contratti derivati valutati al fair value con impatto a Conto economico per 193 milioni di euro parzialmente compensato dall'incremento dei proventi netti su derivati designanti di cash flow hedge per 109 milioni di euro.

Gli **ammortamenti e impairment** risentono in modo rilevante delle svalutazioni effettuate, nel corso dei primi nove mesi del 2019, su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile (Bocamina I e Tarapacá) e Russia (Reftinskaya) per complessivi 4.002 milioni di euro, comprensivi dei relativi oneri di smantellamento.

Come già commentato nella "Sintesi dei risultati" tali svalutazioni sono da ricondursi:

- > alla più ridotta competitività di tali impianti a elevate emissioni di CO₂ rispetto alle altre tecnologie soprattutto in Spagna e in Italia in base alle mutate caratteristiche dello scenario di riferimento in termini di prezzi delle commodity e di maggiori oneri di compliance per le emissioni di CO₂, oltretutto dell'ulteriore penalizzazione, segnatamente in Italia, dovuta all'introduzione di una nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva (Capacity Market) che restringe l'ambito d'applicazione per gli impianti a più elevate emissioni di CO₂;

- > agli accordi presi con il Governo cileno per dismettere anticipatamente i due impianti a carbone di Tarapacá e Bocamina I (rispettivamente entro il 31 maggio 2020 ed entro il 31 dicembre 2023), nell'ambito del processo di decarbonizzazione avviato nel Paese (364 milioni di euro);
- > all'adeguamento di valore al fair value (per 125 milioni di euro), della centrale di Reftinskaya per effetto della classificazione della stessa tra le attività possedute per la vendita a valle dell'accordo vincolante di cessione approvato dalle parti nel corso di giugno 2019.

La variazione inoltre include la quota di ammortamento dei diritti d'uso su beni altrui che, con decorrenza 1° gennaio 2019, sono rilevati come attività materiali in leasing e ammortizzati lungo la durata dei contratti, a seguito dell'applicazione del principio IFRS 16 (169 milioni di euro).

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2019 ammonta a 4.199 milioni di euro, con un decremento di 3.239 milioni di euro (-43,5%).

Gli oneri finanziari netti subiscono un incremento principalmente a seguito:

- > di maggiori oneri finanziari connessi all'attualizzazione di passività non correnti per 94 milioni di euro, in particolare delle passività per benefici ai dipendenti e dei debiti non correnti.
- > di maggiori interessi passivi netti a servizio del debito per 29 milioni di euro dovuti principalmente all'incremento dell'indebitamento medio del periodo nonostante le operazioni di rinegoziazione dei finanziamenti in essere a tassi più vantaggiosi e a maggiori oneri finanziari derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16 (42 milioni di euro) parzialmente compensati da maggiori interessi attivi su crediti finanziari a breve termine;
- > di maggiori oneri finanziari rilevati dalla generazione in Italia per l'adeguamento di valore del credito finanziario residuo derivante dalla cessione di Slovak Power Holding (29 milioni di euro).

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto**, in diminuzione di 158 milioni di euro, risente degli effetti derivanti dal riacquisto del controllo di 13 società da EGPNA REP che ha comportato una variazione di perimetro e la rilevazione di una minusvalenza nella stessa EGPNA REP e della svalutazione della partecipazione di Slovak Power per 31 milioni di euro a seguito delle modifiche dei parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo, nonché dei risultati *pro quota* di pertinenza del Gruppo delle società valutate con l'equity method.

Le **imposte** dei primi nove mesi del 2019 ammontano a 2.190 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 29,5% (a fronte di un'incidenza del 29,5% nei primi nove mesi del 2018)

La variazione nei primi nove mesi del 2019 rispetto all'analogo periodo del precedente esercizio risente essenzialmente:

- > delle minori imposte in Italia per effetto del raggiungimento dell'accordo con l'Amministrazione finanziaria in merito al regime opzione "Patent Box" che consente una tassazione agevolata per i redditi derivanti dall'utilizzo di proprietà intellettuali (53 milioni di euro);
- > delle minori imposte (per 40 milioni di euro) rilevate in Argentina nel primo trimestre 2019, dalle società di generazione Enel Generación Costanera e Central Dock Sud, a seguito dell'esercizio dell'opzione per il regime agevolato del "revalúo impositivo". Tale regime – a fronte del pagamento di un'imposta sostitutiva – consente di rivalutare fiscalmente determinate attività materiali con conseguente iscrizione di imposte differite attive a fronte della maggiore deducibilità fiscale degli ammortamenti in futuro;
- > del riversamento di imposte differite passive in EGPNA, quale effetto accessorio dell'operazione di acquisto di alcune società da EGPNA REP;
- > della deducibilità fiscale dell'avviamento derivante dalla fusione di Gas Atacama in Enel Generación Chile;

- > delle maggiori imposte rilevate nel settembre del 2018 in Messico per la cessione di talune società delle rinnovabili ("Progetto Kino").

Tali effetti sono in parte compensati dalle seguenti ulteriori rilevazioni del 2018:

- > rilevazione di imposte differite attive (86 milioni di euro) a fronte della recuperabilità ai fini fiscali delle perdite della partecipata 3Sun (antecedenti all'acquisizione del controllo della società da parte di Enel) a valle della fusione in Enel Green Power SpA;
- > applicazione del regime fiscale agevolato (PEX) all'indennizzo relativo alla cessione della partecipazione di Enel Rete Gas.

Risultati per area di attività

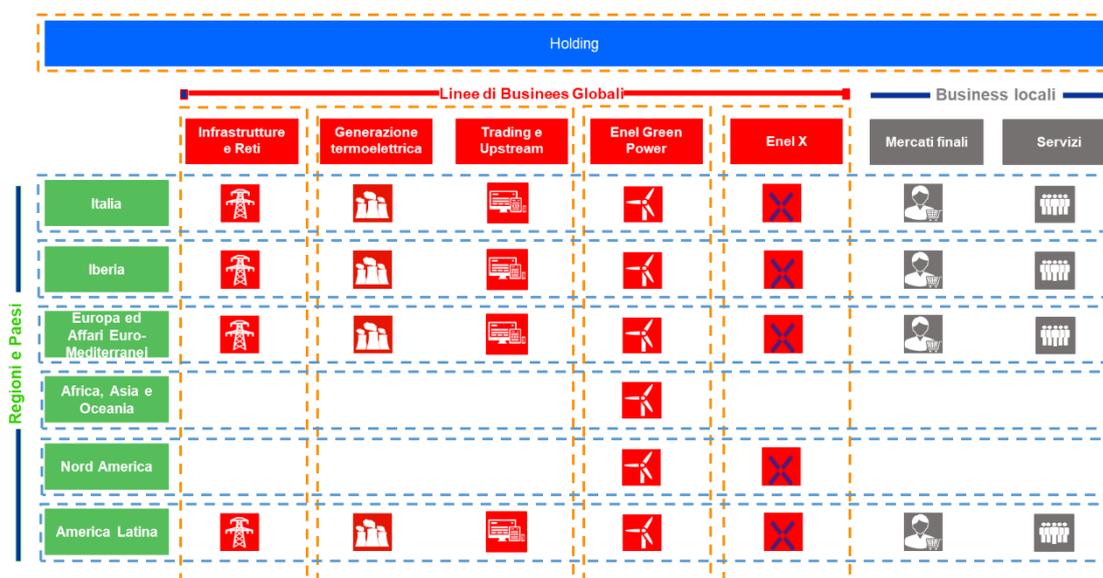
La rappresentazione dei risultati economici per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato descritto in precedenza.

In merito all'informativa per settore operativo si segnala che il Gruppo Enel a partire dalla presente chiusura contabile (30 settembre 2019) ha modificato i settori primari e secondari concordemente a quanto previsto dall'IFRS 8. Nello specifico, tenendo presente che nel corso del 2019 il management, inteso come il più alto livello decisionale operativo ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e della misurazione e valutazione dei risultati, ha iniziato a comunicare al mercato i propri risultati a partire dalle aree di attività, il Gruppo ha adottato quindi la seguente impostazione settoriale:

- > settore primario: area di attività; e
- > settore secondario: area geografica.

L'area di attività, quindi, risulta essere la discriminante principale e predominante nelle analisi svolte e decisioni prese dal management del Gruppo Enel, ed è pienamente coerente con la reportistica interna predisposta a tali fini dal momento che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna area di attività e solo successivamente si declinano per Paese.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



Il modello organizzativo, che continua a essere basato su una struttura matriciale articolata in Linee di Business prevede, come novità principali, l'integrazione delle varie società appartenenti alla Linea di Business Enel Green Power nelle varie Linee di Business 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 Affari Euro-Mediterranei, America Latina, Nord America, Africa, Asia e Oceania, Central/Holding).

Inoltre, la nuova struttura di business è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power, Infrastrutture e Reti, Mercati finali, Enel X, Servizi e Holding/Altro.

Si segnala, infine, che con decorrenza settembre 2019 l'America Latina della Linea di Business Enel Green Power include anche i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua che in precedenza erano riportati nell'area geografica Nord e Centro America (ora ridenominata Nord America e composta dai seguenti Paesi: Stati Uniti, Canada e Messico).

Al fine di garantire una piena comparabilità dei dati commentati alla luce della nuova ripartizione tra settore primario e secondario dell'informativa IFRS 8 e per la riassegnazione dei Paesi nel segmento

Enel Green Power si è resa necessaria una coerente rideterminazione dei dati comparativi riferiti al 2018.

Risultati per area di attività del terzo trimestre 2019 e 2018

Terzo trimestre 2019 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	6.321	1.661	5.030	4.336	299	460	26	18.133
Ricavi e altri proventi intersettoriali	464	43	442	3.077	44	22	(4.092)	-
Totale ricavi e altri proventi	6.785	1.704	5.472	7.413	343	482	(4.066)	18.133
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	18	(3)	-	(2)	-	-	1	14
Margine operativo lordo	316	1.023	2.177	733	35	52	(34)	4.302
Ammortamenti e impairment	3.804	316	866	246	30	41	13	5.316
Risultato operativo	(3.488)	707	1.311	487	5	12	(48)	(1.014)

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

Terzo trimestre 2018 ^{(1) (2)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	6.431	2.075	4.756	5.222	281	422	32	19.219
Ricavi e altri proventi intersettoriali	103	213	436	3.384	50	23	(4.209)	-
Totale ricavi e altri proventi	6.534	2.288	5.192	8.606	331	445	(4.177)	19.219
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	67	(57)	-	28	(1)	40	(2)	75
Margine operativo lordo	346	1.176	2.007	693	54	34	(33)	4.277
Ammortamenti e impairment	275	280	789	319	23	24	4	1.714
Risultato operativo	71	896	1.218	374	31	10	(37)	2.563

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

(2) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati del terzo trimestre 2019, esposti identificando come "reporting segment primario" la vista per Area di attività.

Risultati per area di attività dei primi nove mesi del 2019 e del 2018

Primi nove mesi 2019 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	20.202	5.245	14.920	14.668	729	1.330	30	57.124
Ricavi intersettoriali	1.076	302	1.239	9.554	106	55	(12.332)	-
Totale ricavi	21.278	5.547	16.159	24.222	835	1.385	(12.302)	57.124
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	143	(20)	-	(4)	-	-	(1)	118
Margine operativo lordo	1.241	3.304	6.148	2.367	107	134	(92)	13.209
Ammortamenti e impairment	4.911	916	2.187	737	111	124	24	9.010
Risultato operativo	(3.670)	2.388	3.961	1.630	(4)	10	(116)	4.199
Investimenti	498	2.894⁽²⁾	2.643	299	171	61	23	6.589

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

(2) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primi nove mesi 2018 ^{(1) (2)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	19.152	5.418	13.362	15.396	610	1.294	14	55.246
Ricavi intersettoriali	651	340	1.226	9.833	105	45	(12.200)	-
Totale ricavi	19.803	5.758	14.588	25.229	715	1.339	(12.186)	55.246
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	249	(108)	-	11	(1)	53	(2)	202
Margine operativo lordo	814	3.328	5.658	2.265	89	115	(135)	12.134
Ammortamenti e impairment	820	831	2.031	870	64	67	13	4.696
Risultato operativo	(6)	2.497	3.627	1.395	25	48	(148)	7.438
Investimenti	395	1.779⁽³⁾	2.552	248	118	47	20	5.159

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

(2) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati dei primi nove mesi del 2019, esposti identificando come "reporting segment primario" la vista per Area di attività.

(3) Il dato non include 378 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente all'area geografica, classificando i risultati in base ai diversi Regioni/Paesi. 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 Divisione/Business line, ma anche per Regione/Paese.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Infrastrutture e Reti			Mercati finali			Enel X			Servizi			Altro			Totale		
	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione
Italia	73	29	44	894	913	(19)	2.970	2.895	75	1.647	1.607	40	(1)	7	(8)	129	99	30	-	-	-	5.712	5.550	162
Iberia	523	356	167	237	256	(19)	1.449	1.447	2	518	535	(17)	36	39	(3)	75	86	(11)	-	-	-	2.838	2.719	119
America Latina	489	288	201	1.697	1.571	126	1.658	1.219	439	198	102	96	41	31	10	(79)	(68)	(11)	-	-	-	4.004	3.143	861
<i>Argentina</i>	110	69	41	36	26	10	240	112	128	9	(5)	14	-	-	-	(1)	-	(1)	-	-	-	394	202	192
<i>Brasile</i>	80	3	77	262	304	(42)	804	551	253	119	51	68	(2)	(1)	(1)	(36)	(33)	(3)	-	-	-	1.227	875	352
<i>Cile</i>	176	73	103	699	573	126	168	160	8	9	16	(7)	17	5	12	(42)	(35)	(7)	-	-	-	1.027	792	235
<i>Colombia</i>	20	42	(22)	474	427	47	288	272	16	45	26	19	26	26	-	-	-	-	-	-	-	853	793	60
<i>Perù</i>	103	101	2	108	107	1	158	124	34	16	14	2	-	1	(1)	-	-	-	-	-	-	385	347	38
<i>Panama</i>	-	-	-	89	89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89	89	-
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	29	45	(16)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29	45	(16)
Europa e Affari Euro-Mediterranei	178	158	20	95	83	12	87	114	(27)	4	21	(17)	1	2	(1)	2	2	-	-	-	-	367	380	(13)
<i>Romania</i>	-	1	(1)	54	40	14	87	114	(27)	4	21	(17)	5	2	3	2	2	-	-	-	-	152	180	(28)
<i>Russia</i>	178	156	22	(1)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177	156	21
<i>Altri Paesi</i>	-	1	(1)	42	43	(1)	-	-	-	-	-	-	(4)	-	(4)	-	-	-	-	-	-	38	44	(6)
Nord America	(11)	(4)	(7)	406	325	81	-	-	-	-	-	-	54	31	23	-	-	-	-	-	-	449	352	97
<i>Stati Uniti e Canada</i>	(11)	(4)	(7)	336	178	158	-	-	-	-	-	-	54	31	23	-	-	-	-	-	-	379	205	174
<i>Messico</i>	-	-	-	70	147	(77)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70	147	(77)
Africa, Asia e Oceania	-	-	-	44	42	2	-	-	-	-	-	-	(3)	(2)	(1)	-	-	-	-	-	-	41	40	1
<i>Sudafrica</i>	-	-	-	41	38	3	-	-	-	-	-	-	-	(2)	2	-	-	-	-	-	-	41	36	5
<i>India</i>	-	-	-	8	9	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	9	(1)
<i>Altri Paesi</i>	-	-	-	(5)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	(3)	-	(3)	-	-	-	-	-	-	(8)	(5)	(3)
Altro	(11)	(13)	2	(69)	138	(207)	(16)	(17)	1	-	-	-	(21)	(19)	(2)	7	(4)	11	(92)	(135)	43	(202)	(50)	(152)
Totale	1.241	814	427	3.304	3.328	(24)	6.148	5.658	490	2.367	2.265	102	107	89	18	134	115	19	(92)	(135)	43	13.209	12.134	1.075

Generazione Termoelettrica e Trading

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni				2019	2018	Variazioni	
29.459	35.557	(6.098)	-17,1%	Termoelettrica		82.070	94.734	(12.664)	-13,4%
7.033	6.689	344	5,1%	Nucleare		20.245	18.458	1.787	9,7%
36.492	42.246	(5.754)	-13,6%	Totale produzione netta		102.315	113.192	(10.877)	-9,6%
6.020	7.947	(1.927)	-24,2%	- di cui Italia		17.000	20.761	(3.761)	-18,1%
14.279	18.406	(4.127)	-22,4%	- di cui Iberia		39.732	45.952	(6.220)	-13,5%
6.638	5.387	1.251	23,2%	- di cui America Latina		18.418	17.975	443	2,5%
9.555	10.506	(951)	-9,1%	- di cui Europa e Affari Euro-Mediterranei		27.165	28.504	(1.339)	-4,7%

Il decremento della produzione termoelettrica è attribuibile essenzialmente a un forte decremento della generazione da impianti a carbone per 15.466 milioni di kWh, soprattutto in Iberia (per 9.545 milioni di kWh) e in Italia (per 6.211 milioni di kWh), connesso alla loro minore competitività, parzialmente compensato da un incremento della produzione da cicli combinati per 5.748 milioni di kWh, prevalentemente in Italia (per 2.598 milioni di kWh) e in Spagna (per 2.237 milioni di kWh).

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi						
2019	2018	Variazioni				2019	2018	Variazioni				
1.254	3,6%	1.587	3,6%	(333)	-21,0%	Olio combustibile	3.966	3,8%	4.612	3,9%	(646)	-14,0%
15.415	44,4%	15.178	34,1%	237	1,6%	Gas naturale	43.531	41,5%	40.830	34,2%	2.701	6,6%
9.333	26,9%	19.453	43,7%	(10.120)	-52,0%	Carbone	32.937	31,4%	50.881	42,7%	(17.944)	-35,3%
7.366	21,2%	6.965	15,7%	401	5,8%	Combustibile nucleare	21.085	20,1%	19.170	16,1%	1.915	10,0%
1.366	3,9%	1.301	2,9%	65	5,0%	Altri combustibili	3.384	3,2%	3.671	3,1%	(287)	-7,8%
34.734	100,0%	44.484	100,0%	(9.750)	-21,9%	Totale	104.903	100,0%	119.164	100,0%	(14.261)	-12,0%

Il decremento della produzione termoelettrica lorda nei primi nove mesi del 2019 si riferisce prevalentemente alla produzione da impianti a carbone, a seguito dei sopracitati fenomeni, solo parzialmente compensato dall'incremento della produzione da impianti a gas.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
6.785	6.534	251	3,8%	Ricavi e altri proventi	21.278	19.803	1.475 7,4%
316	346	(30)	-8,7%	Margine operativo lordo	1.241	814	427 52,5%
(3.488)	71	(3.559)		-Risultato operativo	(3.670)	(6)	(3.664) -
				Investimenti	498	395	103 26,1%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2019.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
4.516	4.453	63	1,4%	Italia	14.826	13.333	1.493 11,2%
1.732	1.826	(94)	-5,1%	Iberia	4.583	4.584	(1) -
429	63	366		-America Latina	1.449	1.269	180 14,2%
51	4	47		-- di cui Argentina	215	110	105 95,5%
76	44	32	72,7%	- di cui Brasile	205	226	(21) -9,3%
185	(123)	308		-- di cui Cile	686	568	118 20,8%
25	38	(13)	-34,2%	- di cui Colombia	73	91	(18) -19,8%
92	100	(8)	-8,0%	- di cui Perù	270	274	(4) -1,5%
(477)	1	(478)		-Nord America	18	1	17 -
735	263	472		-Europa e Affari Euro-Mediterranei	750	761	(11) -1,4%
(457)	15	(472)		-- di cui Romania	24	37	(13) -35,1%
727	247	480		-- di cui Russia	726	723	3 0,4%
-	1	(1)		-- di cui altri Paesi	-	1	(1) -
258	16	242		-Altro	41	55	(14) -25,5%
(14.882)	(88)	(14.794)		-Elisioni e rettifiche	(389)	(200)	(189) -94,5%
6.785	6.534	251	3,8%	Totale	21.278	19.803	1.475 7,4%

Margine operativo lordo

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
(103)	61	(164)	-Italia	73	29	44	-
214	189	25	13,2%Iberia	523	356	167	46,9%
152	47	105	-America Latina	489	288	201	69,8%
40	3	37	-- di cui Argentina	110	69	41	59,4%
25	(35)	60	-- di cui Brasile	80	3	77	-
48	32	16	50,0%- di cui Cile	176	73	103	-
7	20	(13)	-65,0%- di cui Colombia	20	42	(22)	-52,4%
32	27	5	18,5%- di cui Perù	103	101	2	2,0%
(9)	(2)	(7)	-Nord America	(11)	(4)	(7)	-
63	48	15	31,3%Europa e Affari Euro-Mediterranei	178	158	20	12,7%
-	-	-	-- di cui Romania	-	1	(1)	-
64	48	16	33,3%- di cui Russia	178	156	22	14,1%
(1)	-	(1)	-- di cui altri Paesi	-	1	(1)	-
(1)	3	(4)	-Altro	(11)	(13)	2	15,4%
316	346	(30)	-8,7%Totale	1.241	814	427	52,5%

L'incremento del **margin** operativo lordo dei primi nove mesi del 2019 è riferibile principalmente:

- > al maggior margine in **America Latina** per 201 milioni di euro, riconducibile principalmente all'indennizzo ricevuto da un grande cliente, per 80 milioni di euro, per aver esercitato anticipatamente l'opzione di recesso e al miglioramento del margine di Fortaleza (88 milioni di euro);
- > all'incremento del margine realizzato in **Iberia** per 167 milioni di euro, sostanzialmente riconducibile:
 - all'incremento del margine relativo alla generazione nucleare, per 264 milioni di euro, principalmente per l'incremento dei volumi prodotti e dei prezzi, nonché per la riduzione delle imposte sulla generazione nucleare (per 61 milioni di euro);
 - alla riduzione di oneri per imposte e tasse sulla generazione termoelettrica, per 100 milioni di euro, soprattutto per la sospensione dell'applicazione delle imposte sulla produzione di energia elettrica e sul consumo di idrocarburi impiegati nella produzione di energia in base al Regio Decreto n. 15/2018 del 5 ottobre 2018;
 - a maggiori oneri per la svalutazione dei magazzini, di combustibili e di materiali e ricambi, di taluni impianti a carbone assoggettati a impairment, complessivamente, per 42 milioni di euro, in quanto ritenuti non recuperabili nel processo produttivo;
 - all'incremento dei costi relativi alle quote CO₂ per 80 milioni di euro per effetto dell'aumento dei prezzi;
 - al peggioramento dei risultati sui contratti su commodity valutati al fair value per 59 milioni di euro;
- > al maggior margine in **Italia** per 44 milioni di euro, prevalentemente riferibile:
 - alla rilevazione della plusvalenza di 108 milioni di euro in Enel Produzione per la cessione della centrale elettrica del Mercure, solo in parte compensata dai maggiori accantonamenti al fondo oneri ambientale, previsti dal contratto e relativi al sito industriale;
 - a maggiori oneri per la svalutazione dei magazzini, di combustibili e di materiali e ricambi, di taluni impianti a carbone, complessivamente per 161 milioni di euro, in quanto ritenuti non recuperabili attraverso il loro impiego nel processo produttivo;
 - al miglioramento del margine di contribuzione per minor ricorso alla produzione termoelettrica (71 milioni di euro);
- > all'incremento del margine in **Europa e Affari Euro-Mediterranei** per 20 milioni di euro rilevato prevalentemente in Russia.

Risultato operativo

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018
(2.099)	6	(2.105)	-Italia	(2.054)	(136)	(1.918) -
(1.541)	32	(1.573)	-Iberia	(1.576)	(106)	(1.470) -
113	(1)	114	-America Latina	(28)	141	(169) -
34	(11)	45	-- di cui Argentina	71	38	33 86,8%
21	(37)	58	-- di cui Brasile	71	(3)	74 -
33	13	20	-- di cui Cile	(253)	(1)	(252) -
2	16	(14)	-87,5% - di cui Colombia	7	31	(24) -77,4%
23	18	5	27,8% - di cui Perù	76	76	- -
(8)	(3)	(5)	-Nord America	(11)	(5)	(6) -
50	35	15	42,9% Europa e Affari Euro-Mediterranei	12	114	(102) -89,5%
-	-	-	-- di cui Romania	-	1	(1) -
49	34	15	44,1% - di cui Russia	12	112	(100) -89,3%
1	1	-	-- di cui altri Paesi	-	1	(1) -
(2)	2	(4)	-Altro	(12)	(14)	2 14,3%
(1)	-	(1)	-Elisioni e rettifiche	(1)	-	(1) -
(3.488)	71	(3.559)	-Totale	(3.670)	(6)	(3.664) -

Il decremento del **risultato operativo** è dovuto all'incremento degli ammortamenti e impairment di 4.091 milioni di euro, solo in minima parte compensato dall'incremento del margine operativo lordo. In particolare, l'incremento degli ammortamenti e impairment si riferisce prevalentemente:

- > alle svalutazioni in Italia, Spagna, Cile e Russia delle centrali a carbone per complessivi 4.003 milioni di euro come già ampiamente commentato nel paragrafo "Sintesi dei risultati";
- > a maggiori ammortamenti per l'applicazione dell'IFRS 16 (31 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Italia	85	72	13	18,1%
Iberia	264	166	98	59,0%
America Latina	104	110	(6)	-5,5%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	45	47	(2)	-4,3%
Totale	498	395	103	26,1%

L'incremento degli **investimenti** si riferisce prevalentemente a Italia (per 13 milioni di euro) e Iberia (per 98 milioni di euro) e riguarda soprattutto interventi per il miglioramento dell'affidabilità degli impianti.

Enel Green Power

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre		Milioni di kWh		Primi nove mesi				
2019	2018	Variazioni		2019	2018	Variazioni		
16.301	16.494	(193)	-1,2%	Idroelettrica	45.567	49.964	(4.397)	-8,8%
1.558	1.451	107	7,4%	Geotermoelettrica	4.598	4.383	215	4,9%
6.180	4.947	1.233	24,9%	Eolica	18.932	16.345	2.587	15,8%
912	1.511	(599)	-39,6%	Altre fonti	2.921	3.880	(959)	-24,7%
24.951	24.403	548	2,2%	Totale produzione netta	72.018	74.572	(2.554)	-3,4%
5.924	5.896	28	0,5%	di cui Italia	17.718	19.725	(2.007)	-10,2%
1.918	2.274	(356)	-15,7%	di cui Iberia	6.823	9.596	(2.773)	-28,9%
13.305	13.203	102	0,8%	di cui America Latina	35.797	35.216	581	1,6%
400	366	34	9,3%	di cui Europa e Affari Euro-Mediterranei	1.403	1.373	30	2,2%
2.978	2.232	746	33,4%	di cui Nord America	9.096	7.521	1.575	20,9%
426	432	(6)	-1,4%	di cui Africa, Asia e Oceania	1.181	1.141	40	3,5%

Nei primi nove mesi del 2019, la produzione netta di energia elettrica registra un decremento, conseguente alla riduzione della produzione idroelettrica dovuta a una minore idraulicità in Italia e Iberia, solo parzialmente compensata dall'incremento della produzione dalla medesima tecnologia in America Latina (617 milioni di kWh), dove la produzione idroelettrica è caratterizzata da andamenti diversi nei vari Paesi; in particolar modo si registra un incremento in Brasile (+540 milioni di kWh), Colombia (+572 milioni di kWh) e Perù (+264 milioni di kWh), e un più ridotto decremento in Argentina (-340 milioni di kWh) e Panama (-279 milioni di kWh).

Le variazioni più rilevanti da fonte eolica e da fonte geotermica si sono verificate negli Stati Uniti dove si è registrato un incremento rispettivamente per 3.047 milioni di kWh e per 188 milioni di kWh, in parte compensate dalla minore produzione da fonte eolica in Messico (-780 milioni di kWh), conseguente alla cessione avvenuta a fine settembre 2018 di otto società rientranti nel "Progetto Kino".

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018		
1.704	2.288	(584)	-25,5%	Ricavi e altri proventi	5.547	5.758	(211)	-3,7%
1.023	1.176	(153)	-13,0%	Margine operativo lordo	3.304	3.328	(24)	-0,7%
707	896	(189)	-21,1%	Risultato operativo	2.388	2.497	(109)	-4,4%
				Investimenti	2.894 ⁽¹⁾	1.779 ⁽²⁾	1.115	62,7%

(1) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato non include 378 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2019.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi ⁽¹⁾

3° trimestre			Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018		
428	465	(37)	-8,0%	Italia	1.385	1.524	(139)	-9,1%
130	154	(24)	-15,6%	Iberia	459	542	(83)	-15,3%
867	1.238	(371)	-30,0%	America Latina	2.805	2.770	35	1,3%
13	3	10	--	di cui Argentina	45	34	11	32,4%
167	193	(26)	-13,5%	di cui Brasile	527	489	38	7,8%
307	653	(346)	-53,0%	di cui Cile	1.151	1.121	30	2,7%
276	248	28	11,3%	di cui Colombia	768	707	61	8,6%
45	84	(39)	-46,4%	di cui Perù	136	235	(99)	-42,1%
44	34	10	29,4%	di cui Panama	130	118	12	10,2%
15	23	(8)	-34,8%	di cui altri Paesi	48	66	(18)	-27,3%
197	170	27	15,9%	Nord America	644	482	162	33,6%
158	80	78	97,5%	di cui Stati Uniti	529	296	233	78,7%
39	90	(51)	-56,7%	di cui Messico	115	186	(71)	-38,2%
55	49	6	12,2%	Europa e Affari Euro-Mediterranei	187	185	2	1,1%
34	30	4	13,3%	di cui Romania	126	124	2	1,6%
19	18	1	5,6%	di cui Grecia	54	55	(1)	-1,8%
1	1	-	--	di cui Bulgaria	6	6	-	-
1	-	1	--	di cui altri Paesi	1	-	1	-
5	25	(20)	-80,0%	Africa, Asia e Oceania	77	73	4	5,5%
33	212	(179)	-84,4%	Altro	85	272	(187)	-68,8%
(11)	(25)	14	56,0%	Elisioni e rettifiche	(95)	(90)	(5)	-5,6%
1.704	2.288	(584)	-25,5%	Totale	5.547	5.758	(211)	-3,7%

(1) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati del terzo trimestre 2019 e dei primi nove mesi del 2019, esposti tenuto conto che i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua, precedentemente ricompresi nell'area geografica Nord e Centro America, sono stati inclusi nell'area geografica America Latina.

Margine operativo lordo (1)

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018
279	243	36	14,8% Italia	894	913	(19) -2,1%
54	68	(14)	-20,6% Iberia	237	256	(19) -7,4%
557	539	18	3,3% America Latina	1.697	1.571	126 8,0%
10	2	8	-- di cui Argentina	36	26	10 38,5%
75	102	(27)	-26,5% - di cui Brasile	262	304	(42) -13,8%
231	206	25	12,1% - di cui Cile	699	573	126 22,0%
164	151	13	8,6% - di cui Colombia	474	427	47 11,0%
36	38	(2)	-5,3% - di cui Perù	108	107	1 0,9%
31	24	7	29,2% - di cui Panama	89	89	- -
10	16	(6)	-37,5% - di cui altri Paesi	29	45	(16) -35,6%
109	113	(4)	-3,5% Nord America	406	325	81 24,9%
86	41	45	-- di cui Stati Uniti	336	178	158 88,8%
23	72	(49)	-68,1% - di cui Messico	70	147	(77) -52,4%
27	24	3	12,5% Europa e Affari Euro-Mediterranei	95	83	12 14,5%
12	10	2	20,0% - di cui Romania	54	40	14 35,0%
(1)	-	(1)	-- di cui Russia	(1)	-	(1) -
14	14	-	-- di cui Grecia	40	40	- -
1	1	-	-- di cui Bulgaria	4	4	- -
1	(1)	2	-- di cui altri Paesi	(2)	(1)	(1) -
16	15	1	6,7% Africa, Asia e Oceania	44	42	2 4,8%
(19)	174	(193)	-Altro	(69)	138	(207) -
1.023	1.176	(153)	-13,0% Totale	3.304	3.328	(24) -0,7%

(1) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati del terzo trimestre 2019 e dei primi nove mesi del 2019, esposti tenuto conto che i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua, precedentemente ricompresi nell'area geografica Nord e Centro America, sono stati inclusi nell'area geografica America Latina.

Il **margin operativo lordo** dei primi nove mesi del 2019 ha un decremento di 24 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2018. In particolare, la variazione è sostanzialmente riferibile:

- > al maggior margine in **America Latina** per 126 milioni di euro riferito prevalentemente:
 - al maggior margine in **Cile** per 126 milioni di euro che dipende sostanzialmente dalla rilevazione da parte di Enel Generación Chile dei ricavi per penali pari a 80 milioni di euro dovute all'esercizio del recesso anticipato, da parte di un grande cliente industriale, dal contratto a lungo termine per la fornitura di energia elettrica e dall'effetto della variazione dei prezzi dell'energia ai consumatori finali, indicizzati al dollaro;
 - al maggior margine in **Colombia** per 47 milioni di euro, riferito essenzialmente all'incremento dei ricavi da vendita energia elettrica (70 milioni di euro) per effetto dei maggiori prezzi e della maggiore produzione, e ai minori costi per acquisto e trasporto energia elettrica (-97 milioni di euro) per effetto dei minori prezzi dei contratti spot, parzialmente compensati da maggiori costi per servizi accessori al business elettrico (123 milioni di euro);
 - al maggior margine in **Argentina** per 10 milioni di euro, per effetto della variazione positiva dei prezzi il cui effetto è in parte compensato dall'effetto cambi negativo;
 - al minor margine in **Brasile** per 42 milioni di euro dove l'incremento dei ricavi per vendita energia elettrica conseguenti alla maggiore produzione, in parte mitigata dalla riduzione dei prezzi spot, è stato più che compensato dai maggiori costi di acquisto energia elettrica e dall'effetto della variazione di perimetro relativo alla cessione di tre impianti;

- al minor margine negli **altri Paesi** per 16 milioni di euro prevalentemente per effetto dei minori ricavi da vendita energia elettrica in Costa Rica, Guatemala e Uruguay a seguito della minore produzione;
- > al maggior margine in **Nord America** per 81 milioni di euro, riconducibile prevalentemente a:
 - un maggior margine negli Stati Uniti per 158 milioni di euro, derivante essenzialmente da un incremento nei ricavi da vendita energia (63 milioni di euro) e dal negative goodwill (106 milioni di euro) relativo all'acquisto da parte di Enel Green Power North America ("EGPNA") di 13 società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC ("EGPNA REP"), in parte compensati dal minor margine conseguente all'acquisizione di Tradewind Energy (21 milioni di euro);
 - un minor margine in Messico per 77 milioni di euro, dovuto prevalentemente alla variazione di perimetro a seguito della cessione a fine settembre 2018 delle otto società del "Progetto Kino";
- > al maggior margine in **Europa e Affari Euro-Mediterranei** per 12 milioni di euro essenzialmente riconducibile sostanzialmente a minori costi per certificati verdi non legati ad attività di trading;
- > al minor margine per 207 milioni di euro riferito prevalentemente alla rilevazione lo scorso anno della plusvalenza per la cessione delle otto società del "Progetto Kino" in Messico avvenuta a fine settembre 2018, nonché alla rimisurazione al fair value per la parte di interessenza del Gruppo nelle società pari al 20% (192 milioni di euro).

Risultato operativo ⁽¹⁾

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
203	172	31	18,0% Italia	670	686	(16) -2,3%	
9	31	(22)	-71,0% Iberia	111	144	(33) -22,9%	
452	430	22	5,1% America Latina	1.390	1.264	126 10,0%	
5	(1)	6	-- di cui Argentina	28	22	6 27,3%	
54	80	(26)	-32,5% - di cui Brasile	194	241	(47) -19,5%	
188	159	29	18,2% - di cui Cile	572	447	125 28,0%	
150	136	14	10,3% - di cui Colombia	431	384	47 12,2%	
25	28	(3)	-10,7% - di cui Perù	78	71	7 9,9%	
27	20	7	35,0% - di cui Panama	77	79	(2) -2,5%	
3	8	(5)	-62,5% - di cui altri Paesi	10	20	(10) -50,0%	
40	70	(30)	-42,9% Nord America	210	197	13 6,6%	
24	10	14	-- di cui Stati Uniti	159	84	75 89,3%	
16	60	(44)	-73,3% - di cui Messico	51	113	(62) -54,9%	
14	14	-	- Europa e Affari Euro-Mediterranei	61	56	5 8,9%	
6	5	1	20,0% - di cui Romania	38	24	14 58,3%	
-	(1)	1	-- di cui Russia	(1)	(1)	- -	
8	10	(2)	-20,0% - di cui Grecia	24	31	(7) -22,6%	
-	-	-	-- di cui Bulgaria	2	2	- -	
-	-	-	-- di cui altri Paesi	(2)	-	(2) -	
7	5	2	40,0% Africa, Asia e Oceania	14	12	2 16,7%	
(19)	174	(193)	- Altro	(69)	138	(207) -	
1	-	1	- Elisioni e rettifiche	1	-	1 -	
707	896	(189)	-21,1% Totale	2.388	2.497	(109)	-4,4%

(1) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati del terzo trimestre 2019 e dei primi nove mesi del 2019, esposti tenuto conto che i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua, precedentemente ricompresi nell'area geografica Nord e Centro America, sono stati inclusi nell'area geografica America Latina.

Il **risultato operativo** registra un decremento di 109 milioni di euro, scontando maggiori ammortamenti e impairment per 85 milioni di euro. Il decremento è prevalentemente riferibile ai maggiori ammortamenti rilevati negli Stati Uniti a seguito della suddetta variazione del perimetro di consolidamento.

Investimenti ⁽¹⁾

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Italia	134	142 ⁽³⁾	(8)	-5,6%
Iberia	599	116	483	-
America Latina	648 ⁽²⁾	410	238	58,0%
Nord America	1.099	934 ⁽⁴⁾	165	17,7%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	160	67	93	-
Africa, Asia e Oceania	238	97	141	-
Altro	16	13	3	23,1%
Totale	2.894	1.779	1.115	62,7%

(1) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2019, esposti tenuto conto che i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua, precedentemente ricompresi nell'area geografica Nord e Centro America, sono stati inclusi nell'area geografica America Latina.

(2) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

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

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2019 registrano un incremento di 1.115 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile a:

- > maggiori investimenti in **Iberia** per 483 milioni di euro prevalentemente in impianti eolici (322 milioni di euro) e fotovoltaici (148 milioni di euro);
- > maggiori investimenti in **America Latina** pari a 238 milioni prevalentemente in impianti eolici (181 milioni di euro) e fotovoltaici (85 milioni di euro), in parte compensati da minori investimenti in impianti idroelettrici (39 milioni di euro); i maggiori investimenti sono concentrati prevalentemente in Brasile;
- > maggiori investimenti in **Nord America** per 165 milioni di euro, riferiti principalmente a maggiori investimenti in impianti fotovoltaici per 232 milioni di euro, in parte compensati da minori investimenti in impianti eolici per 76 milioni di euro conseguenti un decremento negli Stati Uniti per 273 milioni di euro che più che compensa l'incremento in Messico e Canada rispettivamente per 153 e 43 milioni di euro;
- > maggiori investimenti in **Europa e Affari Euro-Mediterranei** per 93 milioni di euro, prevalentemente in impianti eolici in Grecia e Russia;
- > maggiori investimenti in **Africa, Asia e Oceania** per 141 milioni di euro, principalmente in impianti eolici in Sudafrica e India.

Infrastrutture e Reti

Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	Variazioni	
131.634	129.861	1.773	1,4%	378.329	360.544	17.785	4,9%
60.903	59.015	1.888	3,2%	169.440	170.486	(1.046)	-0,6%
32.752	32.955	(203)	-0,6%	95.053	95.068	(15)	-
33.980	33.924	56	0,2%	102.087	83.359	18.728	22,5%
3.999	3.967	32	0,8%	11.749	11.631	118	1,0%

(1) Il dato del 2018 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'incremento dell'energia trasportata sulla rete è da ricondurre principalmente:

- > all'America Latina (+22,5%) a seguito dell'acquisizione, in data 7 giugno 2018, di Enel Distribuição São Paulo, società di distribuzione elettrica brasiliana;
- > alla Romania (+1,0%) dove l'incremento deriva principalmente dai nuovi allacci effettuati sui clienti residenziali (+60 GWh) e sui clienti business (+58 GWh);
- > all'Italia (-0,6%) dove l'energia distribuita ai clienti finali attraverso le reti è stata pari a 169,44 TWh, in lieve riduzione rispetto al valore dello stesso periodo dell'anno precedente pari a 170,49 TWh. Tale diminuzione è conseguente alla minor domanda di energia elettrica distribuita ai clienti in altissima e alta tensione (0,56 TWh), a un'ulteriore diminuzione per la domanda di energia elettrica distribuita ai clienti di media tensione (0,81 TWh) e a un lieve incremento per la domanda di energia elettrica distribuita ai clienti di bassa tensione (0,33 TWh).

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
5.472	5.192	280	5,4%	16.159	14.588	1.571	10,8%
2.177	2.007	170	8,5%	6.148	5.658	490	8,7%
1.311	1.218	93	7,6%	3.961	3.627	334	9,2%
			Investimenti	2.643	2.552	91	3,6%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2019.

Risultati dei primi nove mesi

Ricavi

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
2.056	1.935	121	6,3% Italia	5.736	5.748	(12)	-0,2%
646	651	(5)	-0,8% Iberia	1.956	1.988	(32)	-1,6%
2.675	2.509	166	6,6% America Latina	8.193	6.600	1.593	24,1%
159	(23)	182	-- di cui Argentina	909	635	274	43,1%
1.777	1.877	(100)	-5,3% - di cui Brasile	5.097	3.963	1.134	28,6%
388	349	39	11,2% - di cui Cile	1.127	1.065	62	5,8%
156	130	26	20,0% - di cui Colombia	465	400	65	16,3%
195	176	19	10,8% - di cui Perù	595	537	58	10,8%
97	97	-	- Europa e Affari Euro-Mediterranei	282	281	1	0,4%
13	15	(2)	-13,3% Altro	37	26	11	42,3%
(15)	(15)	-	- Elisioni e rettifiche	(45)	(55)	10	18,2%
5.472	5.192	280	5,4% Totale	16.159	14.588	1.571	10,8%

Margine operativo lordo

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
1.146	1.040	106	10,2% Italia	2.970	2.895	75	2,6%
475	483	(8)	-1,7% Iberia	1.449	1.447	2	0,1%
520	431	89	20,6% America Latina	1.658	1.219	439	36,0%
(2)	(12)	10	83,3% - di cui Argentina	240	112	128	-
317	257	60	23,3% - di cui Brasile	804	551	253	45,9%
52	56	(4)	-7,1% - di cui Cile	168	160	8	5,0%
103	89	14	15,7% - di cui Colombia	288	272	16	5,9%
50	41	9	22,0% - di cui Perù	158	124	34	27,4%
40	54	(14)	-25,9% Europa e Affari Euro-Mediterranei	87	114	(27)	-23,7%
(4)	(1)	(3)	- Altro	(16)	(17)	1	5,9%
2.177	2.007	170	8,5% Totale	6.148	5.658	490	8,7%

Il margine operativo lordo aumenta a seguito di:

- > un incremento del margine in America Latina per 439 milioni di euro, che risente principalmente:
 - in Brasile del consolidamento di Enel Distribuição São Paulo (227 milioni di euro);
 - in Argentina, prevalentemente, dell'accordo di Edesur con il Governo che sana pendenze reciproche originate nel periodo dal 2006 al 2016 (202 milioni di euro);
- > un maggior margine operativo lordo realizzato in Italia che deriva principalmente dall'iscrizione nel primo semestre 2019 del corrispettivo, pari a euro 50 milioni, relativo all'accordo per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas).

Risultato operativo

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
665	626	39	6,2% Italia	1.973	1.931	42	2,2%
292	300	(8)	-2,7% Iberia	910	902	8	0,9%
341	265	76	28,7% America Latina	1.078	768	310	40,4%
(8)	(21)	13	61,9% - di cui Argentina	218	73	145	-
206	150	56	37,3% - di cui Brasile	408	293	115	39,2%
41	45	(4)	-8,9% - di cui Cile	133	122	11	9,0%
67	65	2	3,1% - di cui Colombia	206	199	7	3,5%
35	26	9	34,6% - di cui Perù	113	81	32	39,5%
17	28	(11)	-39,3% Europa e Affari Euro-Mediterranei	17	43	(26)	-60,5%
(4)	(1)	(3)	-Altro	(17)	(17)	-	-
1.311	1.218	93	7,6% Totale	3.961	3.627	334	9,2%

Il **risultato operativo** inclusivo di ammortamenti e impairment per 2.187 milioni di euro (2.031 milioni di euro nei primi nove mesi del 2018) evidenzia un incremento a seguito di:

- > un aumento del risultato in America Latina per 310 milioni di euro che dipende principalmente dai già commentati maggiori margini rilevati in Brasile e Argentina. Tale andamento, oltre a essere influenzato dalle su citate variazioni positive, è in parte compensato dall'incremento degli ammortamenti e impairment che dipendono prevalentemente dalla variazione di perimetro connessa al consolidamento di Enel Distribuição São Paulo;
- > un aumento del risultato in Italia per 42 milioni di euro a seguito del già citato miglioramento del margine e per minori svalutazioni.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Italia	1.256	1.154	102	8,8%
Iberia	360	453	(93)	-20,5%
America Latina	911	852	59	6,9%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	116	93	23	24,7%
Totale	2.643	2.552	91	3,6%

Gli **investimenti** subiscono un incremento da ricondursi prevalentemente:

- > all'Italia e in particolar modo agli investimenti effettuati sugli impianti di bassa tensione;
- > alla riduzione in Iberia degli investimenti sulla rete di distribuzione per sub-stazioni e trasformatori, interventi sulla linea e sostituzione degli apparati di misurazione;
- > in America Latina l'incremento è attribuibile all'Argentina al fine di migliorare la qualità del servizio fornito agli utenti con opere volte a rafforzare le reti ad alta, media e bassa tensione.

Mercati finali

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh	Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	Variazioni
40.928	39.715	1.213	3,1% Mercato libero	114.717	115.036	(319) -0,3%
38.815	39.682	(867)	-2,2% Mercato regolato	113.948	104.683	9.265 8,9%
79.743	79.397	346	0,4% Totale	228.665	219.719	8.946 4,1%
26.456	27.066	(610)	-2,3% - di cui Italia	74.137	78.682	(4.545) -5,8%
23.884	23.433	451	1,9% - di cui Iberia	67.018	68.017	(999) -1,5%
27.019	26.347	672	2,6% - di cui America Latina	80.186	65.224	14.962 22,9%
2.384	2.551	(167)	-6,5% - di cui Europa e Affari Euro-Mediterranei	7.324	7.796	(472) -6,1%

L'andamento positivo dell'energia venduta nei primi nove mesi del 2019 riflette sostanzialmente le maggiori quantità vendute in America Latina, principalmente in Brasile a seguito dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo. Tale variazione viene solo parzialmente compensata dalla riduzione di energia elettrica venduta in Italia, per effetto delle minori vendite sul mercato regolato dovuto al passaggio di 1,8 milioni di clienti al mercato libero. Il passaggio di clienti dal mercato regolato al mercato libero è causa della diminuzione delle quantità vendute anche in Romania. In Spagna la variazione è da riferirsi sostanzialmente alla riduzione dei consumi.

Vendite di gas naturale

3° trimestre			Milioni di m ³	Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	Variazioni
230	241	(11)	-4,6% Business to consumer	2.583	2.633	(50) -1,9%
1.324	1.491	(167)	-11,2% Business to business	5.016	5.393	(377) -7,0%
1.554	1.732	(178)	-10,3% Totale	7.599	8.026	(427) -5,3%
450	439	11	2,5% - di cui Italia	3.395	3.372	23 0,7%
1.104	1.290	(186)	-14,4% - di cui Iberia	4.194	4.622	(428) -9,3%
-	3	(3)	-- di cui Europa e Affari Euro-Mediterranei	10	32	(22) -68,8%

La variazione negativa del gas venduto nei primi nove mesi del 2019, rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, è riferibile principalmente a una riduzione dei consumi in Spagna.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018
7.413	8.606	(1.193)	-13,9% Ricavi e altri proventi	24.222	25.229	(1.007) -4,0%
733	693	40	5,8% Margine operativo lordo	2.367	2.265	102 4,5%
487	374	113	30,2% Risultato operativo	1.630	1.395	235 16,8%
			Investimenti	299	248	51 20,6%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2019.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
3.723	3.949	(226)	-5,7%Italia	11.945	12.049	(104)	-0,9%
3.050	4.072	(1.022)	-25,1%Iberia	10.294	11.484	(1.190)	-10,4%
360	340	20	5,9%America Latina	1.145	947	198	20,9%
(3)	3	(6)	-- di cui Argentina	33	7	26	-
99	48	51	-- di cui Brasile	304	147	157	-
65	61	4	6,6% - di cui Cile	197	139	58	41,7%
188	218	(30)	-13,8% - di cui Colombia	579	626	(47)	-7,5%
11	10	1	10,0% - di cui Perù	32	28	4	14,3%
280	246	34	13,8%Europa e Affari Euro-Mediterranei	838	750	88	11,7%
-	(1)	1	-Elisioni e rettifiche	-	(1)	1	-
7.413	8.606	(1.193)	-13,9%Totale	24.222	25.229	(1.007)	-4,0%

Margine operativo lordo

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
480	471	9	1,9%Italia	1.647	1.607	40	2,5%
194	184	10	5,4%Iberia	518	535	(17)	-3,2%
49	40	9	22,5%America Latina	198	102	96	94,1%
(7)	-	(7)	-- di cui Argentina	9	(5)	14	-
38	14	24	-- di cui Brasile	119	51	68	-
3	6	(3)	-50,0% - di cui Cile	9	16	(7)	-43,8%
9	16	(7)	-43,8% - di cui Colombia	45	26	19	73,1%
6	4	2	50,0% - di cui Perù	16	14	2	14,3%
10	(2)	12	-Europa e Affari Euro-Mediterranei	4	21	(17)	-81,0%
733	693	40	5,8%Totale	2.367	2.265	102	4,5%

Il **marginе operativo lordo** aumenta a seguito di:

- > un incremento del margine in Brasile per 68 milioni di euro, che risente, in particolare, dell'ingresso di Enel Distribuição São Paulo, consolidata a partire da giugno dello scorso anno;
- > un incremento del margine in Italia per 40 milioni di euro, a seguito del miglior margine di Enel Energia per 97 milioni di euro dovuto a maggiori vendite a clienti del mercato libero, solo parzialmente compensato dal minor margine conseguito sul mercato regolato da Servizio Elettrico Nazionale per 57 milioni di euro;
- > un decremento del margine in Romania, per 17 milioni di euro, dovuto a maggiori costi relativi alla vendita di energia.

Risultato operativo

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
315	258	57	22,1% Italia	1.198	1.027	171	16,7%
144	126	18	14,3% Iberia	391	384	7	1,8%
32	(1)	33	-America Latina	60	(22)	82	-
(10)	1	(11)	-- di cui Argentina	(20)	(5)	(15)	-
28	(21)	49	-- di cui Brasile	32	(56)	88	-
2	3	(1)	-33,3% - di cui Cile	3	13	(10)	-76,9%
10	13	(3)	-23,1% - di cui Colombia	37	18	19	-
2	3	(1)	-33,3% - di cui Perù	8	8	-	-
(3)	(9)	6	-66,7% Europa e Affari Euro-Mediterranei	(18)	6	(24)	-
(1)	-	(1)	-Elisioni e rettifiche	(1)	-	(1)	-
487	374	113	30,2% Totale	1.630	1.395	235	16,8%

Il **risultato operativo**, inclusivo di ammortamenti e impairment per 737 milioni di euro (870 milioni di euro nei primi nove mesi del 2018), si incrementa a seguito di:

- > un aumento del risultato in Italia per 171 milioni di euro, principalmente in Enel Energia a seguito del già citato miglioramento del margine e di minori ammortamenti e impairment per 98 milioni di euro, essenzialmente per la riduzione degli impairment relativi ai crediti;
- > un miglior risultato in America Latina per 82 milioni di euro, principalmente in Brasile, a causa del già commentato ingresso nel Gruppo di Enel Distribuição São Paulo.

Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal decremento del risultato in Romania, per 24 milioni di euro, dovuto al peggioramento del margine operativo lordo e a maggiori svalutazioni dei crediti commerciali rispetto al 2018.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Italia	234	180	54	30,0%
Iberia	56	57	(1)	-1,8%
America Latina	-	1	(1)	-
Europa e Affari Euro-Mediterranei	9	10	(1)	-10,0%
Totale	299	248	51	20,6%

La variazione positiva degli **investimenti** è principalmente riconducibile ai maggiori investimenti in Italia per 54 milioni di euro in Enel Energia. Tale aumento è legato alla capitalizzazione dei costi afferenti all'acquisizione di contratti con la nuova clientela.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018
343	331	12	3,6% Ricavi e altri proventi	835	715	120 16,8%
35	54	(19)	-35,2% Margine operativo lordo	107	89	18 20,2%
4	31	(27)	-87,1% Risultato operativo	(4)	25	(29) -
Investimenti				171	118	53 44,9%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per Regione/Paese nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2019.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018
99	54	45	83,3% Italia	227	143	84 58,7%
64	55	9	16,4% Iberia	186	159	27 17,0%
49	42	7	16,7% America Latina	120	101	19 18,8%
5	4	1	25,0% - di cui Brasile	12	10	2 20,0%
25	10	15	-- di cui Cile	53	38	15 39,5%
17	27	(10)	-37,0% - di cui Colombia	50	49	1 2,0%
2	1	1	-- di cui Perù	5	4	1 25,0%
113	174	(61)	-35,1% Nord America	258	298	(40) -13,4%
11	2	9	-Europa e Affari Euro-Mediterranei	25	5	20 -
16	-	16	-Africa, Asia e Oceania	38	-	38 -
10	17	(7)	-41,2% Altro	31	33	(2) -6,1%
(19)	(13)	(6)	-46,2% Elisioni e rettifiche	(50)	(24)	(26) -
343	331	12	3,6% Totale	835	715	120 16,8%

Margine operativo lordo

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018
(1)	-	(1)	-Italia	(1)	7	(8) -
13	13	-	-Iberia	36	39	(3) -7,7%
22	11	11	-America Latina	41	31	10 32,3%
-	1	(1)	-- di cui Brasile	(2)	(1)	(1) -
14	1	13	-- di cui Cile	17	5	12 -
8	9	(1)	-11,1%- di cui Colombia	26	26	- -
-	-	-	-- di cui Perù	-	1	(1) -
11	41	(30)	-73,2% Nord America	54	31	23 74,2%
1	1	-	-Europa e Affari Euro-Mediterranei	1	2	(1) -50,0%
-	(2)	2	-Africa, Asia e Oceania	(3)	(2)	(1) -50,0%
(11)	(10)	(1)	-10,0% Altro	(21)	(19)	(2) -10,5%
35	54	(19)	-35,2% Totale	107	89	18 20,2%

Il **margin operativo lordo** si incrementa prevalentemente in Nord America per effetto dell'adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorwerks (58 milioni di euro) a seguito dell'applicazione di alcune clausole contrattuali e dei maggiori ricavi per vendite ad altre società del Gruppo, che operano nello stesso business ma in altri Paesi, per 7 milioni di euro. Tali effetti sono in parte compensati da una riduzione del margine sui servizi a valore aggiunto per 44 milioni di euro, causata da un calo dei prezzi medi applicati.

Risultato operativo

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018
(10)	(7)	(3)	-42,9% Italia	(27)	(14)	(13) -92,9%
4	11	(7)	-63,6% Iberia	3	38	(35) -92,1%
24	9	15	-America Latina	38	29	9 31,0%
(2)	-	(2)	-- di cui Brasile	(4)	(2)	(2) -
13	1	12	-- di cui Cile	16	5	11 -
13	8	5	62,5%- di cui Colombia	26	25	1 4,0%
-	-	-	-- di cui Perù	-	1	(1) -
(1)	29	(30)	-Nord America	14	(1)	15 -
1	-	1	-Europa e Affari Euro-Mediterranei	(1)	1	(2) -
(1)	(1)	-	-Africa, Asia e Oceania	(5)	(5)	- -
(13)	(11)	(2)	-18,2% Altro	(26)	(23)	(3) -13,0%
4	31	(27)	-87,1% Totale	(4)	25	(29) -

Il **risultato operativo** evidenzia un decremento dovuto essenzialmente ai maggiori ammortamenti e impairment per complessivi 47 milioni di euro, da riferire principalmente agli ammortamenti delle attività da contratti con i clienti.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Italia	32	27	5	18,5%
Iberia	39	27	12	44,4%
America Latina	22	11	11	-
Nord America	39	25	14	56,0%
Altro	35	28	7	25,0%
Totale	171	118	53	44,9%

Gli **investimenti** ammontano a 171 milioni di euro, in aumento di 53 milioni rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. L'andamento risulta positivo in tutti i Paesi.

Servizi e Altro

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
543	501	42	8,4%	Ricavi e altri proventi (al netto delle elisioni)	1.569	1.478	91 6,2%
18	1	17		-Margine operativo lordo	42	(20)	62 -
(36)	(27)	(9)	-33,3%	Risultato operativo	(106)	(100)	(6) -6,0%
				Investimenti	84	67	17 25,4%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2019.

Risultati economici dei primi nove mesi

Ricavi

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018	
325	333	(8)	-2,4%	Italia	945	959	(14) -1,5%
149	104	45	43,3%	Iberia	412	346	66 19,1%
7	9	(2)	-22,2%	America Latina	24	30	(6) -20,0%
7	5	2	40,0%	Europa e Affari Euro-Mediterranei	19	15	4 26,7%
72	63	9	14,3%	Altro	214	160	54 33,8%
(17)	(13)	(4)	-30,8%	Elisioni e rettifiche	(45)	(32)	(13) -40,6%
543	501	42	8,4%	Totale	1.569	1.478	91 6,2%

Margine operativo lordo

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018
48	34	14	41,2% Italia	129	99	30 30,3%
31	28	3	10,7% Iberia	75	86	(11) -12,8%
(30)	(29)	(1)	-3,4% America Latina	(79)	(68)	(11) -16,2%
-	1	(1)	-Europa e Affari Euro-Mediterranei	2	2	- -
(31)	(33)	2	6,1% Altro	(85)	(139)	54 38,8%
18	1	17	-Totale	42	(20)	62 -

L'incremento del **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2019 è riferibile:

- > all'aumento del margine in Italia per 30 milioni di euro principalmente grazie ai minori costi per canoni di godimento beni di terzi per l'applicazione dell'IFRS 16 che ha comportato la capitalizzazione dei diritti d'uso tra le attività materiali in leasing;
- > all'aumento del margine in "Altro" per maggiori servizi prestati dalla Holding ad altre Linee di Business del Gruppo e alla minore incidenza dei costi per il riversamento del fondo relativo alla chiusura di un arbitrato di Enel SpA in Romania (13 milioni di euro).

Risultato operativo

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2019	2018	Variazioni		2019	2018	2019-2018
19	21	(2)	-9,5% Italia	39	63	(24) -38,1%
20	17	3	17,6% Iberia	45	57	(12) -21,1%
(30)	(28)	(2)	-7,1% America Latina	(82)	(68)	(14) -20,6%
-	1	(1)	-Europa e Affari Euro-Mediterranei	1	1	- -
(45)	(38)	(7)	-18,4% Altro	(109)	(153)	44 28,8%
(36)	(27)	(9)	-33,3% Totale	(106)	(100)	(6) -6,0%

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2019, registra un decremento di 6 milioni di euro, tenuto conto dei maggiori ammortamenti e impairment per 68 milioni di euro, da riferire principalmente agli ammortamenti delle attività consistenti nel diritto d'uso a seguito dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 16.

Investimenti

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	2019-2018	
Italia	37	28	9	32,1%
Iberia	21	15	6	40,0%
America Latina	2	4	(2)	-50,0%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	1	-	1	-
Altro	23	20	3	15,0%
Totale	84	67	17	25,4%

L'incremento degli investimenti dei primi nove mesi del 2019 è da attribuire ai maggiori investimenti in Italia e Spagna.

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 30.09.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	97.383	95.780	1.603	1,7%
- avviamento	14.297	14.273	24	0,2%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.990	2.099	(109)	-5,2%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(5.160)	(5.696)	536	9,4%
Totale attività immobilizzate nette	108.510	106.456	2.054	1,9%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	13.274	13.587	(313)	-2,3%
- rimanenze	2.885	2.818	67	2,4%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.880)	(3.200)	(680)	-21,3%
- altre attività/(passività) correnti nette	(6.020)	(7.589)	1.569	20,7%
- debiti commerciali	(11.252)	(13.387)	2.135	15,9%
Totale capitale circolante netto	(4.993)	(7.771)	2.778	35,7%
Capitale investito lordo	103.517	98.685	4.832	4,9%
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(3.302)	(3.187)	(115)	-3,6%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.177)	(6.838)	661	9,7%
Totale fondi diversi	(9.479)	(10.025)	546	5,4%
Attività nette possedute per la vendita	298	281	17	6,0%
Capitale investito netto	94.336	88.941	5.395	6,1%
Patrimonio netto complessivo	47.831	47.852	(21)	-
Indebitamento finanziario netto	46.505	41.089	5.416	13,2%

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2019 è pari a 94.336 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 47.831 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 46.505 milioni di euro. Quest'ultimo al 30 settembre 2019 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 97,2% (85,9% al 31 dicembre 2018).

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 30.09.2019	al 31.12.2018	2019-2018	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	8.821	8.819	2	-
- obbligazioni	41.168	38.633	2.535	6,6%
- debiti verso altri finanziatori	2.542	1.531	1.011	66,0%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>52.531</i>	<i>48.983</i>	<i>3.548</i>	<i>7,2%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.125)	(3.272)	147	4,5%
Indebitamento netto a lungo termine	49.406	45.711	3.695	8,1%
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.864	1.830	34	1,9%
- altri finanziamenti a breve verso banche	512	512	-	-
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>2.376</i>	<i>2.342</i>	<i>34</i>	<i>1,5%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	1.916	1.341	575	42,9%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	391	196	195	99,5%
Commercial paper	3.178	2.393	785	32,8%
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	560	301	259	86,0%
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	328	438	(110)	-25,1%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>6.373</i>	<i>4.669</i>	<i>1.704</i>	<i>36,5%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.922)	(1.522)	(400)	-26,3%
Crediti finanziari - <i>cash collateral</i>	(2.598)	(2.559)	(39)	-1,5%
Altri crediti finanziari a breve termine	(334)	(859)	525	61,1%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(6.796)	(6.693)	(103)	-1,5%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(11.650)</i>	<i>(11.633)</i>	<i>(17)</i>	<i>-0,1%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(2.901)	(4.622)	1.721	37,2%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	46.505	41.089	5.416	13,2%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	362	(362)	-

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

L'indebitamento finanziario netto è pari a 46.505 milioni di euro al 30 settembre 2019, con un incremento di 5.416 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine evidenzia un incremento di 3.695 milioni di euro, quale saldo della diminuzione dei crediti finanziari per 147 milioni di euro e dell'incremento dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine per 3.548 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 8.821 milioni di euro, risultano sostanzialmente invariati rispetto al 31 dicembre 2018: l'aumento dei finanziamenti agevolati, concessi a Endesa SA ed e-distribuzione per un ammontare totale di 885 milioni di euro, e dei finanziamenti bancari concessi a varie società del

Gruppo è infatti compensato da rimborsi anticipati e dalla riclassifica nella quota corrente dei finanziamenti bancari a lungo termine;

- > le obbligazioni, pari a 41.168 milioni di euro, presentano un incremento di 2.535 milioni di euro rispetto a fine 2018 dovuto principalmente:
 - a nuove emissioni di prestiti obbligazionari tra i quali si segnalano:
 - 1.000 milioni di euro relativi a un Green Bond a tasso fisso, con scadenza nel 2025, emesso da Enel Finance International a gennaio 2019;
 - 344 milioni di euro relativi all’offerta di scambio non vincolante (“Exchange Offer”) promossa nel mese di maggio 2019 da Enel SpA per il rifinanziamento di parte del portafoglio di obbligazioni non convertibili subordinate ibride;
 - 1.500 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 1.375 milioni di euro) relativi a un’emissione obbligazionaria legata al raggiungimento dei Sustainable Development Goals delle Nazioni Unite, con scadenza nel 2024, emesso da Enel Finance International a settembre 2019;
 - 885 milioni di euro relativi al controvalore di emissioni locali da parte di società sudamericane.
 - a differenze negative di cambio per 878 milioni di euro (tale importo comprende anche le differenze di cambio relative alla quota a breve dei prestiti obbligazionari);
 - alle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, tra cui si evidenziano due prestiti obbligazionari ibridi emessi da Enel SpA per un controvalore complessivo pari a 859 milioni di euro, tre prestiti obbligazionari a tasso fisso emessi da Enel Finance International per un controvalore pari a 674 milioni di euro e obbligazioni in moneta locale emesse dalle società sudamericane per un controvalore di 141 milioni di euro;
- > i debiti verso altri finanziatori, pari a 2.542 milioni di euro al 30 settembre 2019, evidenziano un incremento di 1.011 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018. Tale incremento tiene conto dell’impatto sull’indebitamento finanziario dovuto all’adozione del nuovo principio contabile “IFRS 16 - Leasing”, pari a 1.370 milioni di euro al 1° gennaio 2019.

Nel corso dei primi nove mesi del 2019 sono stati effettuati i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:

- > un prestito obbligazionario in sterline a tasso fisso per un controvalore di 617 milioni di euro emesso da Enel SpA e scaduto nel mese di giugno 2019;
- > un controvalore di 630 milioni di euro relativo a obbligazioni emesse da società sudamericane.

L’indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 2.901 milioni di euro al 30 settembre 2019, con una riduzione di 1.721 milioni di euro rispetto a fine 2018, dovuta principalmente all’incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 1.704 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 6.373 milioni di euro, sono incluse le emissioni di Commercial Paper in capo a Enel Finance International, Enel Finance America, Endesa SA e società sudamericane per complessivi 3.178 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi pari a 1.916 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 2.598 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 560 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine sono pari a 11.650 milioni di euro, con un incremento di 17 milioni di euro rispetto a fine 2018, quale saldo dell’incremento della quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine pari a 400 milioni di euro, dell’incremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve pari a 103 milioni di euro, dell’incremento dei crediti per cash collateral pari a 39 milioni di euro e del decremento degli altri crediti finanziari a breve termine pari a 525 milioni di euro.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** dei primi nove mesi del 2019 è positivo per 7.671 milioni di euro, in aumento di 551 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto del miglioramento del margine operativo lordo, solo in parte compensato dal maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** dei primi nove mesi del 2019 ha assorbito liquidità per 6.360 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2018 ne aveva assorbita per 6.955 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali e attività derivanti da contratti con i clienti, pari a 6.593 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019, si incrementano di 1.056 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. I maggiori investimenti si riferiscono prevalentemente alla Linea di Business Enel Green Power.

Nei primi nove mesi del 2019, gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 250 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisizione tramite EGPNA, del 100% di sette impianti operativi da fonti rinnovabili, pari al 50% della joint venture EGPNA REP e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 493 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla cessione del 100% di tre parchi solari in Brasile nonché alla cessione del ramo relativo alla centrale elettrica del Mercure. L'analoga voce nei primi nove mesi del 2018 ammonta a 264 milioni di euro e include principalmente la liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo 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".

La liquidità assorbita dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi nove mesi del 2019, pari a 10 milioni di euro, si riferisce principalmente all'acquisizione del 12,5% della società Hsubject, società tedesca espressione di una partnership commerciale per la mobilità elettrica.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 1.207 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2018 ne aveva generata per 2.558 milioni di euro. Il flusso dei primi nove mesi del 2019 è sostanzialmente relativo:

- > all'incremento dell'indebitamento finanziario netto per 2.053 milioni di euro (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni);
- > al pagamento dei dividendi per 3.887 milioni di euro;
- > a operazioni su non controlling interest per un importo pari a 629 milioni di euro e relative principalmente all'incremento della quota di interessenza in Enel Américas, in base a quanto previsto da alcuni contratti di Share Swap stipulati con un istituto finanziario, e all'aumento di capitale non proporzionale nella controllata.

Nei primi nove mesi del 2019 il cash flow generato dall'attività operativa per 7.671 milioni di euro ha fronteggiato il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento pari a 1.207 milioni di euro e da attività di investimento pari a 6.360 milioni di euro. La differenza trova riscontro nell'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2019 risultano pari a 6.796 milioni di euro a fronte di 6.714 milioni di euro di fine 2018. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 22 milioni di euro.

Fatti di rilievo del terzo trimestre 2019

Sequestro della centrale di Brindisi

Con riferimento all'indagine penale avviata dalla Procura presso il Tribunale di Lecce nel 2017 afferente ai processi di riutilizzo, nell'ambito dell'industria cementiera, delle ceneri cosiddette "leggere", 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 sia nei confronti degli indagati persone fisiche sia della società ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001. In data 10 ottobre 2018 è stata depositata la "Relazione tecnica definitiva". Il 6 dicembre 2018, il GIP presso il Tribunale di Lecce, su richiesta della Procura, aveva disposto per il 22 gennaio 2019 la fissazione dell'udienza per l'esame dei periti sulla consulenza depositata. Il GIP ha poi rinviato l'udienza al 15 aprile 2019. All'esito di detta udienza, i periti nominati hanno nuovamente ribadito la correttezza della qualificazione e la non pericolosità delle ceneri prodotte dalla centrale termoelettrica e la possibilità del loro impiego nella produzione del cemento.

Con avviso notificato in data 10 giugno 2019, la Procura di Lecce ha comunicato la conclusione delle indagini preliminari (ai sensi dell'art. 415 *bis* c.p.p.) relativamente al procedimento penale in oggetto. Il 1° luglio 2019 è stata depositata, da parte di tutte le difese congiuntamente, la memoria ai sensi dell'art. 415 *bis* c.p.p., in cui è stata formulata richiesta di archiviazione quanto alle posizioni degli imputati e della società, a fronte delle chiare conclusioni della perizia, ampiamente confermativa della correttezza del processo di gestione delle ceneri adottato presso la centrale di Brindisi.

Enel Green Power avvia la costruzione di un nuovo parco eolico da 140 MW in Sudafrica

Il 2 luglio 2019 Enel, attraverso la controllata per le rinnovabili Enel Green Power RSA ("EGP RSA"), ha avviato la costruzione del parco eolico Garob da 140 MW in Sudafrica. Garob è il quinto parco eolico del Gruppo nel Paese e richiederà un investimento di oltre 200 milioni di euro.

L'Assemblea straordinaria degli azionisti di Enel Russia approva la vendita di Reftinskaya GRES

Il 23 luglio 2019 Enel SpA informa che l'Assemblea straordinaria degli azionisti della controllata russa Enel Russia PJSC ("Enel Russia") ha deliberato di approvare la vendita dell'impianto a carbone di Reftinskaya GRES a JSC Kuzbassenergo, società controllata da Siberian Generating Company. Il corrispettivo è confermato in un importo non inferiore a 21 miliardi di rubli (equivalenti a circa 297 milioni di euro), al netto dell'IVA e soggetto ad aggiustamenti fino al 5%; è inoltre prevista un'eventuale componente per un massimo di 3 miliardi di rubli (equivalenti a circa 42 milioni di euro) da versare entro cinque anni dal perfezionamento della transazione, al verificarsi di determinate condizioni.

Aumento del capitale sociale di Enel Américas

Il 3 settembre 2019 Enel SpA informa che si è concluso con successo l'aumento di capitale della controllata cilena Enel Américas SA ("Enel Américas") per un ammontare complessivo pari a 3 miliardi di dollari statunitensi, offerto in opzione ai soci e deliberato dall'Assemblea straordinaria degli azionisti di tale società in data 30 aprile 2019. Tenuto conto delle azioni sottoscritte durante il primo e il secondo periodo di offerta in opzione ai soci, tale aumento è stato sottoscritto in misura complessivamente pari al 99,49%

Durante il primo periodo di offerta, che è intercorso dal 27 giugno al 26 luglio, sono state sottoscritte e liberate n. 18.224.843.129 delle complessive 18.729.788.686 azioni di nuova emissione oggetto dell'aumento di capitale, pari al 97,3% del totale.

Durante il secondo periodo di offerta, che è intercorso dal 6 al 29 agosto, gli azionisti che hanno sottoscritto l'aumento di capitale durante il primo periodo di offerta, hanno sottoscritto 408.826.391 delle residue 504.945.557 azioni di nuova emissione, pari approssimativamente all'80,96%.

Nel secondo periodo di offerta Enel ha sottoscritto ulteriori n. 294.771.295 azioni di nuova emissione versando un controvalore di circa 47,7 milioni di dollari statunitensi che, sommato a quello corrisposto durante il primo periodo di offerta in opzione, ha comportato un impegno complessivo pari a circa 1,77 miliardi di dollari statunitensi.

A conclusione dell'operazione Enel aumenta la propria partecipazione al capitale di Enel Américas al 57,89% dal precedente 56,8%, tenuto anche conto del parziale esito della rinnovata operazione di share swap.

Enel avvia un programma di azioni proprie a servizio del piano di incentivazione a lungo termine

Il 19 settembre 2019 Enel SpA informa che il Consiglio di Amministrazione della Società ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, per un ammontare massimo di 10,5 milioni di euro e per un numero di azioni non superiore a 2,5 milioni (il "Programma"), equivalenti a circa lo 0,02% del capitale sociale di Enel. Il Programma è a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019 destinato al management di Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile. La durata del Programma si protrarrà dal 23 settembre al 13 dicembre 2019.

Il Consiglio di Amministrazione di Endesa promuove l'interruzione della produzione delle centrali a carbone nella penisola iberica

Il 27 settembre 2019 Enel SpA informa che il Consiglio di Amministrazione della controllata spagnola Endesa SA ("Endesa") ha disposto di promuovere l'interruzione della produzione delle centrali a carbone di cui Endesa è titolare nella penisola iberica e di valutare opzioni future per i relativi siti, nel rispetto delle procedure previste dalla normativa vigente. Tale misura è stata adottata tenuto conto della modificazione significativa e strutturale che nel corso del 2019 ha interessato alcuni fattori – con particolare riferimento al prezzo delle commodity e al funzionamento del mercato delle emissioni di CO₂ – che hanno inciso negativamente sulla competitività degli impianti a carbone sopra indicati, rendendo remota la possibilità di un relativo funzionamento nel mercato elettrico nel futuro. Il valore netto contabile degli impianti interessati ammonta, a livello di Gruppo Enel, a circa 1,5 miliardi di euro, compresi i relativi oneri di smantellamento.

L'iniziativa sopra indicata è in linea con l'obiettivo perseguito dal Gruppo Enel di conseguire una totale decarbonizzazione del mix produttivo entro il 2050.

Funac

Con legge n. 20.416 del 5 febbraio 2019, lo Stato di Goiás aveva ridotto dal 27 gennaio 2015 al 24 aprile 2012 il periodo di operatività del fondo Funac, nonché del sistema di beneficio fiscale che permetteva a Celg Distribuição SA - CELG-D (oggi Enel Distribuição Goiás) di compensare l'ICMS (IVA) con un credito fiscale a fronte di investimenti di CELG-D per lo sviluppo e la manutenzione della propria rete. Il 25 febbraio 2019 CELG-D ha impugnato la legge n. 20.416 del 5 febbraio 2019 in via cautelare (writ of mandamus) dinanzi al Tribunale dello Stato di Goiás che ha respinto tale ricorso in data 26 febbraio 2019. CELG-D ha presentato appello avverso questa decisione che è stato accolto dal Tribunale dello Stato di Goiás in data 11 giugno 2019. In data 1° ottobre 2019 lo stesso Tribunale dello Stato di Goiás

ha emesso un'ordinanza con la quale ha revocato la misura cautelare precedentemente concessa in favore di CELG-D. Avverso tale decisione, CELG-D ha presentato ricorso sostenendo che il diritto alla garanzia dei crediti fiscali ha un fondamento sia legale sia contrattuale e che, pertanto, risultano palesemente illegittime le azioni che lo Stato di Goiás ha posto in essere allo scopo di sospendere integralmente l'applicazione di tali leggi.

In data 26 aprile 2019 è stata promulgata la legge n. 20.468 con la quale lo Stato di Goiás ha revocato integralmente il sistema di beneficio fiscale sopra menzionato. In data 5 maggio 2019 CELG-D ha presentato una domanda giudiziale e una contestuale richiesta di sospensione cautelare nei confronti dello Stato di Goiás per contestare la suddetta legge. Il 16 settembre 2019 il Tribunale dello Stato di Goiás ha rigettato la domanda cautelare, confermando la revoca del beneficio fiscale dell'ICMS (IVA). Il 26 settembre 2019 CELG-D ha presentato ricorso contro la decisione che ha rigettato la concessione della misura cautelare, sostenendo che la revoca della legge in materia di crediti fiscali è incostituzionale nella misura in cui tali crediti sono stati stabiliti in conformità alla legge applicabile e costituiscono diritti acquisiti.

Prevedibile evoluzione della gestione

I solidi risultati raggiunti nei primi nove mesi del 2019 testimoniano l'efficacia della strategia delineata nel Piano per il 2019-2021. Il periodo è stato caratterizzato dalla forte performance nella distribuzione, trainata dagli investimenti in digitalizzazione della rete, mentre sul fronte delle rinnovabili sono state poste le premesse per un'ulteriore accelerazione dello sviluppo in modo più evidente dal prossimo anno. L'andamento nei primi nove mesi dell'anno posizionano il Gruppo in linea con gli obiettivi economici previsti dal Piano.

Per la restante parte del 2019, in linea con i target industriali di Piano, sono previsti:

- > l'accelerazione nell'installazione di impianti ad energia rinnovabile, in particolar modo in Nord America, in linea con gli obiettivi che il Gruppo si è dato in termini di capacità addizionale;
- > la prosecuzione nella digitalizzazione della rete di distribuzione e dei servizi per i clienti, specialmente in Italia;
- > ulteriori benefici derivanti da efficienze operative, principalmente in relazione a generazione convenzionale, reti e retail;
- > benefici legati alla strategia di focalizzazione sul cliente, anche in relazione ai business innovativi operati tramite Enel X.

Gli obiettivi di EBITDA e utile netto per il 2019 vengono quindi confermati.

Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2019

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	Primi nove mesi	
		2019	2018
Totale ricavi	6.a	57.124	55.246
Totale costi	6.b	53.043	48.010
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	6.c	118	202
Risultato operativo		4.199	7.438
Proventi finanziari		3.023	2.694
Oneri finanziari		5.024	4.566
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	2	96	100
Totale proventi/(oneri) finanziari	6.d	(1.905)	(1.772)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.e	(104)	54
Risultato prima delle imposte		2.190	5.720
Imposte	6.f	647	1.686
Risultato delle continuing operations		1.543	4.034
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		1.543	4.034
Quota di interessenza del Gruppo		813	3.016
Quota di interessenza di terzi		730	1.018
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,08</i>	<i>0,30</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,08</i>	<i>0,30</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,08</i>	<i>0,30</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,08</i>	<i>0,30</i>

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2019	2018
Risultato netto del periodo	1.543	4.034
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	(145)	(50)
Variazione del fair value dei costi di hedging	(33)	(40)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(40)	6
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	10	(3)
Variazione della riserva di traduzione	(108)	(1.164)
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	(176)	-
Variazione di fair value su partecipazioni in altre imprese	-	1
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(492)	(1.250)
Utile complessivo rilevato nel periodo	1.051	2.784
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	537	2.257
- di terzi	514	527

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	Note	al 30.09.2019	al 31.12.2018
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Attività materiali e immateriali		97.383	95.780
Avviamento		14.297	14.273
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1.990	2.099
Altre attività non correnti ⁽¹⁾		20.240	16.697
Totale attività non correnti	7.a	133.910	128.849
Attività correnti			
Rimanenze		2.885	2.818
Crediti commerciali		13.274	13.587
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		6.753	6.630
Altre attività correnti ⁽²⁾		12.836	12.852
Totale attività correnti	7.b	35.748	35.887
Attività possedute per la vendita	7.c	302	688
TOTALE ATTIVITÀ		169.960	165.424
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto del Gruppo	7.d	30.869	31.720
Interessenze di terzi		16.962	16.132
Totale patrimonio netto		47.831	47.852
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine		52.531	48.983
Fondi diversi e passività per imposte differite		17.429	17.018
Altre passività non correnti		13.108	10.816
Totale passività non correnti	7.e	83.068	76.817
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		8.706	6.983
Debiti commerciali		11.252	13.387
Altre passività correnti		19.099	19.978
Totale passività correnti	7.f	39.057	40.348
Passività possedute per la vendita	7.g	4	407
TOTALE PASSIVITÀ		122.129	117.572
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		169.960	165.424

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2019 rispettivamente pari a 2.705 milioni di euro (2.912 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e 420 milioni di euro (360 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2019 rispettivamente pari a 1.922 milioni di euro (1.522 milioni di euro al 31 dicembre 2018), 2.932 milioni di euro (3.418 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e 43 milioni di euro (63 milioni di euro al 31 dicembre 2018).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Millioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva azioni proprie	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 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(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/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	(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
Al 1° gennaio 2019	10.167	7.489	-	2.034	2.262	(3.317)	(1.745)	(258)	16	(63)	(714)	(2.381)	(1.623)	19.853	31.720	16.132	47.852
Distribuzione dividendi in acconto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.423)	(1.423)	(693)	(2.116)
Acquisto azioni proprie	-	-	(1)	-	(10)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11)	-	(11)
Riclassifiche	-	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria per iperinflazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	80	139	219
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74	-	74	869	943
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	(139)	41	-	-	-	(7)	-	(1)	(2)	(108)	1	(107)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	36	(132)	(29)	10	(37)	(124)	-	-	813	537	514	1.051
di cui:																	
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	36	(132)	(29)	10	(37)	(124)	-	-	-	(276)	(216)	(492)
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	813	813	730	1.543
Al 30 settembre 2019	10.167	7.496	(1)	2.034	2.252	(3.420)	(1.836)	(287)	26	(100)	(845)	(2.381)	(1.557)	19.321	30.869	16.962	47.831

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro

Primi nove mesi

	2019	2018
Risultato prima delle imposte	2.190	5.720
Rettifiche per:		
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e altri crediti	721	776
Ammortamenti e impairment	8.289	3.920
(Proventi)/Oneri finanziari	1.905	1.772
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	104	(54)
Variazioni del capitale circolante netto:		
- rimanenze	(81)	(509)
- crediti commerciali	(482)	637
- debiti commerciali	(2.129)	(1.519)
- altre attività e passività derivanti da contratti con i clienti	(57)	-
- altre attività e passività	882	(184)
Interessi e altri oneri e proventi finanziari pagati e incassati	(1.957)	(1.919)
Atri movimenti	(1.714)	(1.520)
Cash flow da attività operativa (A)	7.671	7.120
Investimenti in attività materiali, immateriali e in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	(6.593)	(5.537)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(250)	(1.465)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	493	264
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	(10)	(217)
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(6.360)	(6.955)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	5.618	12.170
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	(3.565)	(4.828)
Incasso/(Esborsi) per operazioni su non controlling interest	628	(1.413)
Vendita/(Acquisto) azioni proprie	(1)	-
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(3.887)	(3.371)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(1.207)	2.558
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(22)	(176)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	82	2.547
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve all'inizio del periodo ⁽¹⁾	6.714	7.121
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve alla fine del periodo ⁽²⁾	6.796	9.668

- (1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.630 milioni di euro al 1° gennaio 2019 (7.021 milioni di euro al 1° gennaio 2018), "Titoli a breve" pari a 63 milioni di euro al 1° gennaio 2019 (69 milioni di euro al 1° gennaio 2018) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 21 milioni di euro al 1° gennaio 2019 (31 milioni di euro al 1° gennaio 2018).
- (2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.753 milioni di euro al 30 settembre 2019 (9.598 milioni di euro al 30 settembre 2018), "Titoli a breve" pari a 43 milioni di euro al 30 settembre 2019 (62 milioni di euro al 30 settembre 2018) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 8 milioni di euro al 30 settembre 2018.

Note illustrative al Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2019

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 2019, sono gli stessi adottati per la redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2018, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione.

A integrazione dei principi contabili adottati per la redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2018, 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 2019:

- > “IFRS 16 - *Leasing*”, emesso a gennaio 2016, sostituisce lo IAS 17, nonché l’“IFRIC 4 - Determinare se un accordo contiene un leasing”, il “SIC 15 - Leasing operativo –Incentivi” e il “SIC 27 - La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing”.

Lo standard individua i principi per la rilevazione, la valutazione e l’esposizione nel bilancio dei contratti di leasing, nonché l’informativa da fornire. Prevede inoltre che i locatari contabilizzino tutti i contratti di leasing con un unico metodo di rilevazione contabile simile a quello previsto per i leasing finanziari ai sensi dello IAS 17.

Alla data di decorrenza del leasing, il locatario deve rilevare una passività per l’obbligo a effettuare i pagamenti dovuti per il leasing (“passività del leasing”) e un’attività consistente nel diritto all’utilizzo del bene sottostante durante la durata del leasing (attività per il diritto d’uso). Il locatario deve inoltre rilevare gli interessi relativi alla passività del leasing separatamente dagli ammortamenti dell’attività consistente nel diritto d’uso.

Il locatario dovrà rideterminare gli ammontari della passività del leasing al verificarsi di taluni eventi (per esempio una modifica della durata del leasing, una variazione del valore dei pagamenti futuri dovuta a un cambiamento di un indice o tasso utilizzato per determinare tali pagamenti). In generale, le rideterminazioni degli ammontari della passività del leasing comportano una rettifica anche dell’attività per il diritto d’uso.

In precedenza, il Gruppo, nel rispetto delle previsioni dello IAS 17, rilevava i costi per i contratti di leasing operativo a quote costanti lungo la durata del leasing ed eventuali attività e passività solo nella misura in cui vi era una differenza temporale tra i pagamenti effettuati per i contratti di leasing e gli oneri rilevati a Conto economico.

Con riferimento al soggetto locatore, l’IFRS 16 lascia sostanzialmente invariati i requisiti di rilevazione contabile previsti dallo IAS 17. I locatori continueranno a classificare i contratti di leasing utilizzando lo stesso principio di classificazione dello IAS 17 distinguendo tra leasing operativi e leasing finanziari.

Con riferimento alla rilevazione dei contratti di leasing nel bilancio dei locatari, il principio prevede due casistiche di esclusione: i leasing su beni di “modico valore” (per esempio personal computer) e i contratti di locazione a breve termine (cioè contratti di locazione di durata pari o inferiore a 12 mesi). Considerata la complessità richiesta per la valutazione dei contratti di leasing, unita alla loro durata a lungo termine, l’applicazione dell’IFRS 16 impone un significativo ricorso al giudizio professionale. In particolare, le principali ipotesi utilizzate sono:

- applicazione della definizione di lease a fattispecie tipiche dei settori in cui opera il Gruppo;
- identificazione della componente di servizio nell’ambito dei contratti di leasing;
- valutazione della durata del lease nonché dell’esercizio nell’ambito della stessa di eventuali opzioni di rinnovo previste nei contratti, valutate congiuntamente alla probabilità di esercizio di opzioni di risoluzione anticipata;

- identificazione di eventuali pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi per determinare se tali variazioni possono avere un impatto sui futuri pagamenti per il leasing e sull'ammontare dell'attività per il diritto d'uso;
- la stima del tasso di attualizzazione per calcolare il valore attuale dei canoni di leasing. Quest'ultimo è pari al tasso di finanziamento marginale del locatario, quando il tasso di interesse implicito nei contratti di leasing non può essere determinato facilmente. Tale tasso corrisponde a quello che il locatario dovrebbe pagare per un prestito con durata simile e garanzie simili, necessario per ottenere un'attività di valore simile all'attività consistente nel diritto di utilizzo in un contesto economico simile, e può essere determinato a livello di singolo contratto o di portafoglio di contratti.

Il Gruppo si è avvalso delle fattispecie di esclusione consentite dal principio relative ai contratti di leasing con durata inferiore ai 12 mesi dalla data di prima applicazione e ai contratti di modico valore il cui importo è stato stimato essere non significativo. Per esempio, il Gruppo detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (quali PC, stampanti e fotocopiatrici) considerate di modico valore. In sede di prima applicazione delle nuove disposizioni, il Gruppo ha deciso di utilizzare i seguenti espedienti pratici:

- applicazione del principio ai contratti precedentemente identificati come leasing ai sensi dello IAS 17 e IFRIC 4;
- adozione dell'approccio retroattivo modificato secondo il quale il Gruppo non ha effettuato alcuna rideterminazione dei dati dell'esercizio comparativo;
- valutazione della passività per il leasing al valore attuale dei pagamenti residui, utilizzando come tasso di attualizzazione il tasso di finanziamento marginale al 1° gennaio 2019 delle società del Gruppo locatarie;
- rilevazione delle attività per diritto d'uso alla data di prima applicazione per un importo pari alla passività per il leasing, rettificata dell'ammontare di eventuali risconti attivi o ratei passivi derivanti da tali contratti e rilevati nello Stato patrimoniale immediatamente precedente la data di prima adozione;
- possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto d'uso al 1° gennaio 2019 sulla base della valutazione effettuata in merito all'onerosità dei contratti di leasing in accordo alle disposizioni dello IAS 37.

Le fattispecie più significative interessate dalle nuove disposizioni dell'IFRS 16 per il Gruppo sono riconducibili, principalmente, ai diritti di utilizzo connessi agli immobili e ai diritti di superficie degli impianti da fonte rinnovabile.

- > "Modifiche allo IAS 19: *Modifica, riduzione o estinzione del piano*", emesso a febbraio 2018. Le modifiche prevedono che in caso di modifica, riduzione o estinzione di un piano a benefici definiti, le società aggiornino le ipotesi attuariali e rideterminino il costo previdenziale relativo alle prestazioni correnti (current service cost) e l'interesse netto (net interest) per il resto dell'esercizio dopo tale evento. Inoltre, le modifiche: (i) chiariscono le modalità con cui l'obbligo di contabilizzare una modifica, riduzione o estinzione di un piano influisce sui requisiti del massimale di attività (c.d. "asset ceiling"); (ii) non riguardano la contabilizzazione di "fluttuazioni significative di mercato" in assenza di modifica del piano.
- > "Modifiche allo IAS 28 - *Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture*", emesso a ottobre 2017; le modifiche chiariscono che la società deve applicare le disposizioni dell'"IFRS 9 - Strumenti finanziari", alle partecipazioni non correnti in imprese collegate e joint venture per le quali il metodo del patrimonio netto non è applicato.
- > "*Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2015-2017*", emesso a dicembre 2017; il documento contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 3 - Aggregazioni aziendali"; le modifiche chiariscono che un joint operator che acquisisce il controllo di un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business, deve rimisurare

l'interessenza precedentemente detenuta nell'attività a controllo congiunto al fair value alla data di acquisizione.

- "IFRS 11 - Joint Arrangements"; le modifiche chiariscono che se una società che partecipa in un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business (ai sensi dell'IFRS 3) senza esercitare un controllo congiunto, acquisisce il controllo congiunto, non deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta;
 - "IAS 12 - Imposte sul reddito"; le modifiche chiariscono che una società deve contabilizzare gli effetti fiscali dei dividendi (definiti dall'IFRS 9) ai fini delle imposte sul reddito nel momento in cui è rilevata la passività relativa al dividendo dovuto, nel Conto economico, nel Conto economico complessivo (OCI) o nel patrimonio netto, a seconda di dove sono state rilevate le transazioni che hanno generato utili distribuibili;
 - "IAS 23 - Oneri finanziari"; le modifiche chiariscono che la parte dei finanziamenti specifici che rimane in essere quando il correlato qualifying asset è pronto per la destinazione o vendita, deve essere inclusa nell'ammontare dei finanziamenti generici della società.
- > "IFRIC 23 - *Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito*", emesso a giugno 2017; l'interpretazione chiarisce come applicare i requisiti di rilevazione e valutazione dello IAS 12 in caso di incertezza sui trattamenti fiscali relativi alle imposte sul reddito. L'incertezza può riguardare sia le imposte correnti sia quelle differite. L'interpretazione propone che una società debba rilevare una passività o un'attività fiscale in condizioni di incertezza, se è probabile che l'Autorità fiscale accetterà o meno un determinato trattamento fiscale esaminando quanto ha il diritto di esaminare e avendo piena conoscenza di tutte le informazioni. L'interpretazione richiede, inoltre, che la società debba riesaminare i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che modifichino le proprie previsioni sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale, oppure le stime effettuate sugli effetti dell'incertezza, o entrambi.

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 2019.

2. Effetti derivanti dall'introduzione di nuovi principi contabili

Con decorrenza 1° gennaio 2019 è stato applicato per la prima volta il nuovo principio "IFRS 16 - Leases" omologato dall'Unione europea con il Regolamento UE 2017/1986 del 31 ottobre 2017. Il Gruppo, in sede di prima applicazione, ha adottato l'approccio retroattivo modificato, concesso dallo stesso principio, che ha comportato la rideterminazione di taluni saldi patrimoniali al 1° gennaio 2019. Nello specifico il Gruppo ha rilevato un obbligo a effettuare pagamenti dovuti per il leasing (con un impatto negativo sull'indebitamento finanziario netto pari a 1.370 milioni di euro) e un'attività consistente nel diritto all'utilizzo del bene sottostante. Per maggiori dettagli si rimanda alla precedente nota 1.

Milioni di euro

	al 31.12.2018	Effetto IFRS 16	al 01.01.2019
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Attività materiali e immateriali	95.780	1.370	97.150
Avviamento	14.273	-	14.273
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.099	-	2.099
Altre attività non correnti	16.697	-	16.697
Totale attività non correnti	128.849	1.370	130.219
Attività correnti			
Rimanenze	2.818	-	2.818
Crediti commerciali	13.587	-	13.587
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.630	-	6.630
Altre attività correnti	12.852	-	12.852
Totale attività correnti	35.887	-	35.887
Attività possedute per la vendita	688	2	690
TOTALE ATTIVITÀ	165.424	1.372	166.796
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto del Gruppo	31.720	-	31.720
Totale patrimonio netto	47.852	-	47.852
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	48.983	1.311	50.294
Fondi diversi e passività per imposte differite	17.018	-	17.018
Altre passività non correnti	10.816	-	10.816
Totale passività non correnti	76.817	1.311	78.128
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	6.983	59	7.042
Debiti commerciali	13.387	-	13.387
Altre passività correnti	19.978	-	19.978
Totale passività correnti	40.348	59	40.407
Passività possedute per la vendita	407	2	409
TOTALE PASSIVITÀ	117.572	1.372	118.944
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	165.424	1.372	166.796

Di seguito si riportano gli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 sul Conto economico dei primi nove mesi del 2019:

Milioni di euro	Primi nove mesi 2019
	Effetto IFRS 16
Totale costi ⁽¹⁾	(19)
Risultato operativo	19
Oneri finanziari	42
Risultato prima delle imposte	(23)
Imposte ⁽²⁾	(6)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	(17)

(1) Il dato include minori costi per servizi e godimento beni di terzi per 188 milioni di euro e maggiori ammortamenti per 169 milioni di euro.

(2) Tax rate del 27%.

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 tre anni precedenti.

Ai fini della predisposizione del presente Bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2019 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. Gli effetti contabili di tale adeguamento oltre a essere già riflessi nella situazione patrimoniale di apertura recepiscono le variazioni del periodo. In particolare, l'effetto relativo alla rimisurazione delle attività e passività non monetarie, delle poste di patrimonio netto, nonché delle componenti di Conto economico rilevate nel corso dei primi nove mesi del 2019, 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.

Di seguito si riportano i livelli cumulati degli indici generali dei prezzi al consumo rispettivamente alla data del 31 dicembre 2018 e del 30 settembre 2019:

Periodi	Indici generali dei prezzi al consumo cumulati
Dal 1° luglio 2009 al 31 dicembre 2018	346,30%
Dal 1° gennaio 2019 al 30 settembre 2019	37,41%

Nel corso dei primi nove mesi del 2019 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 96 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 30 settembre 2019, gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico dei primi nove mesi del 2019, 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 iperinflazionate.

Milioni di euro

	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2018	Effetto iperinflazione del periodo	Differ. cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 30.09.2019
Totale attività	765	347	(225)	887
Totale passività	197	94	(102)	189
Patrimonio netto	568	253 ⁽¹⁾	(123)	698

(1) Il dato include il risultato netto dei primi nove mesi del 2019 pari a 35 milioni di euro.

Milioni di euro

Primi nove mesi 2019

	IAS 29	Differ. Cambio	Totale
Ricavi	172	(263)	(91)
Costi	168 ⁽¹⁾	(189) ⁽²⁾	(21)
Risultato operativo	4	(74)	(70)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(30)	28	(2)
Provent/(Oneri) netti da iperinflazione	96	-	96
Risultato prima delle imposte	70	(46)	24
Imposte	35	(17)	18
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	35	(29)	6
Quota di interessenza del Gruppo	23	(13)	10
Quota di interessenza di terzi	12	(15)	(3)

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 43 milioni di euro.

(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 15 milioni di euro.

3. Rideterminazione dei dati comparativi

In merito all'informativa per settore operativo si segnala che il Gruppo Enel a partire dalla presente chiusura contabile (30 settembre 2019) ha modificato i settori primari e secondari concordemente a quanto previsto dall'IFRS 8. Nello specifico, tenendo presente che nel corso del 2019 il management, inteso come il più alto livello decisionale operativo ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e della misurazione e valutazione dei risultati, ha iniziato a comunicare al mercato i propri risultati a partire dalle aree di attività, il Gruppo ha adottato quindi la seguente impostazione settoriale:

- > settore primario: area di attività; e
- > settore secondario: area geografica.

L'area di attività, quindi, risulta essere la discriminante principale e predominante nelle analisi svolte e decisioni prese dal Management del Gruppo Enel, ed è pienamente coerente con la reportistica interna predisposta a tali fini dal momento che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna area di attività e solo successivamente si declinano per Paese.

La nuova struttura di business è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power, Infrastrutture e Reti, Mercati finali, Enel X, Servizi e Holding/Altro.

Si segnala, infine, che con decorrenza settembre 2019 l'America Latina relativa all'area di attività Enel Green Power include anche i Paesi Panama, Costa Rica, Guatemala, El Salvador e Nicaragua che in precedenza erano riportati nell'area geografica Nord e Centro America (ora ridenominata Nord America e composta dai seguenti Paesi: Stati Uniti, Canada e Messico).

Al fine di garantire una piena comparabilità dei dati commentati alla luce della nuova ripartizione tra settore primario e secondario dell'informativa IFRS 8 e per la riassegnazione dei Paesi nel segmento Enel Green Power si è resa necessaria una coerente rideterminazione dei dati comparativi riferiti al 2018.

4. Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 settembre 2019, rispetto a quella del 30 settembre 2018 e del 31 dicembre 2018, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

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;
- > in data 3 aprile 2018 si è formalizzata attraverso Enel Green Power España l'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 di una 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 Electrico de Ceuta SA società operante nella distribuzione e vendita di energia elettrica nella città autonoma di Ceuta in Nordafrica;
- > 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 possiede il 20% del capitale sociale, pertanto le società sono ora valutate con il metodo del patrimonio netto;
- > vendita, in data 18 ottobre 2018, da parte di Enel Green Power SpA dell’impianto di produzione di energia elettrica da biomasse di Finale Emilia;
- > cessione, in data 14 dicembre 2018, da parte di Enel Green Power SpA, della controllata al 100% Enel Green Power Uruguay SA, a sua volta proprietaria attraverso la società veicolo Estrellada SA del parco eolico di Melowind da 50 MW a Cerro Largo.

2019

- > In data 1° marzo 2019 è stata finalizzata l’operazione di cessione del 100% della Mercure Srl, società nella quale era stato precedentemente conferito il ramo d’azienda costituito dalla centrale a biomasse “Mercure” e dai relativi rapporti giuridici. A fronte di tale cessione, come previsto dal contratto preliminare stipulato in data 30 maggio 2018, è stato incassato un corrispettivo provvisorio pari a 162 milioni di euro corrispondente alla valorizzazione del ramo alla data di riferimento del 1° gennaio 2018. Al 30 giugno 2019 tale corrispettivo è stato oggetto di aggiustamento successivo in funzione di alcune variabili predeterminate;
- > in data 14 marzo 2019 acquisizione da parte di Enel Green Power SpA, tramite la controllata statunitense per le rinnovabili Enel Green Power North America (“EGPNA”), del 100% di sette società titolari di impianti operativi da fonti rinnovabili, da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (“EGPNA REP”); joint venture detenuta al 50% da EGPNA e per il restante 50% da General Electric Capital’s Energy Financial Services;
- > in data 27 marzo 2019 acquisizione da parte di Enel Green Power SpA (“EGP”), tramite la controllata statunitense per le rinnovabili EGPNA, di Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili con sede a Lenexa, in Kansas. EGP ha incorporato l’intera piattaforma di sviluppo di Tradewind che comprende 13 GW tra progetti eolici, solari e di storage situati negli Stati Uniti. Nell’accordo è inoltre prevista la cessione, avvenuta nel mese di giugno, di Savion società controllata al 100% da Tradewind;
- > in data 30 aprile 2019 Enel X Italia ha acquistato il 100% di YouSave SpA, società italiana che opera nel settore dei servizi energetici, fornendo assistenza ai grandi consumatori di energia;
- > in data 31 maggio 2019 è stata finalizzata, tramite la controllata per le rinnovabili Enel Green Power Brasil Participações Ltda, la cessione del 100% di tre impianti rinnovabili in esercizio in Brasile. Il corrispettivo totale dell’operazione ammonta a circa 2,7 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 603 milioni di euro.

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:

- > Enel SpA ha incrementato nei primi nove mesi del 2019 la propria quota di interessenza in Enel Américas del 3,66% sia in base a quanto previsto dai contratti di Share Swap stipulati con un istituto

finanziario, sia a seguito di un aumento di capitale non proporzionale nella controllata. Il Gruppo ha quindi raggiunto una quota di partecipazione pari al 57,89%;

- > in data 25 marzo 2019 la società Enel X International ha acquistato una quota pari al 40% della partecipazione detenuta in EnerNOC Japan K.K., portando la sua quota di partecipazione al 100%;
- > in data 5 settembre 2019, Enel Green Power Development ha acquistato una quota pari al 23,44% della partecipazione detenuta in Enel Green Power India portando la sua quota di partecipazione al 100%.

Acquisizione impianti geotermici, solari ed eolici da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners

In data 14 marzo 2019 Enel Green Power SpA ha acquisito, attraverso la controllata statunitense Enel Green Power North America ("EGPNA"), il 100% di tredici società titolari di sette impianti operativi rinnovabili per un totale di 650 MW da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners ("EGPNA REP"), joint venture detenuta al 50% da EGPNA e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services.

L'acquisizione ha comportato una uscita di cassa di 225 milioni di euro, di cui 198 milioni di euro per l'equity acquisito e 27 milioni di euro per la regolazione, con la controparte, di talune partite creditorie che quest'ultima vantava verso le società acquisite.

Le tredici società oggetto dell'operazione sono proprietarie dei seguenti sette impianti: Cove Fort, Salt Wells, Stillwater (costituito da due impianti), Cimarron Bend, Lindahl, Sheldon Springs.

Gli effetti contabili dell'operazione hanno comportato la rilevazione provvisoria di un negative goodwill pari a 106 milioni di euro e la contestuale rilevazione di un risultato negativo di EGPNA REP, società valutata con il metodo del patrimonio netto, che risente della minusvalenza (-88 milioni di euro in quota EGPNA) derivante dalla cessione delle tredici società a EGPNA.

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

Milioni di euro	Valori contabili <i>ante</i> 14 marzo 2019	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 14 marzo 2019
Immobili, impianti e macchinari	947	86	1.033
Attività immateriali	20	(20)	-
Avviamento	13	(13)	-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(10)	-	(10)
Rimanenze	2	-	2
Crediti commerciali	6	-	6
Altre attività correnti	7	-	7
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6	-	6
Finanziamenti	(579)	(24)	(603)
Fondi rischi e oneri quota non corrente	(9)	7	(2)
Passività per imposte differite	-	(56)	(56)
Altre passività non correnti	(2)	(5)	(7)
Finanziamenti a breve termine	(2)	-	(2)
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	(41)	8	(33)
Debiti commerciali	(8)	-	(8)
Altre passività correnti	(2)	-	(2)
Interessenze di terzi	-	-	-
Attività nette acquisite	348	(17)	331
Costo dell'acquisizione	225	-	225
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>225</i>	<i>-</i>	<i>225</i>
Avviamento/(Badwill)	(123)	17	(106)

La contribuzione delle società acquisite al Conto economico dei primi nove mesi 2019 è di 76 milioni di euro nei ricavi e di 24 milioni di euro nel risultato operativo.

Acquisizione di Tradewind Energy

In data 27 marzo 2019 Enel Green Power ha acquisito Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili che comprende 13 GW tra progetti eolici, solari e di storage situati negli Stati Uniti.

Nell'accordo era inoltre prevista la cessione al Gruppo Green Investment, parte della multinazionale australiana Macquarie, di Savion, società controllata al 100% da Tradewind, che dispone di una piattaforma di sviluppo di progetti solari e di storage da 6 GW, e la cessione a Xcel della società Cheyenne Ridge. Tali cessioni al 30 giugno sono da considerarsi finalizzate; l'approvazione regolamentare definitiva per la cessione di Savion è stata ottenuta nel corso del mese di luglio 2019.

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

Milioni di euro	Valori contabili <i>ante</i> 27 marzo 2019	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 27 marzo 2019
Immobili, impianti e macchinari	8	-	8
Attività immateriali	2	-	2
Attività per imposte differite	11	-	11
Altre attività non correnti	31	79	110
Crediti commerciali	3	-	3
Altre attività correnti	1	-	1
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4	-	4
Finanziamenti a breve termine	(87)	-	(87)
Debiti commerciali	(6)	-	(6)
Altre passività finanziarie correnti	(54)	-	(54)
Altre passività correnti	(3)	-	(3)
Attività nette acquisite	(90)	79	(11)
Costo dell'acquisizione	6	-	6
<i>(di cui versati per cassa)</i>	6	-	6
Avviamento/(Badwill)	96	(79)	17

Acquisizione di YouSave

In data 30 aprile 2019 Enel X Italia ha acquistato il 100% di YouSave SpA, società italiana che opera nel settore dei servizi energetici, fornendo assistenza ai grandi consumatori di energia in ambito industriale, terziario e alla Pubblica Amministrazione con l'obiettivo di ridurre significativamente la spesa energetica attraverso un intervento congiunto sul prezzo e sulla quantità di energia consumata.

Il corrispettivo complessivo, pari a 29 milioni di euro, in base alla struttura dell'operazione, è stato suddiviso come segue:

- > prezzo alla data della firma dell'accordo, pari a 20 milioni di euro;
- > aggiustamento prezzo definitivo pari a 9 milioni di euro.

L'acquisizione ha comportato un'uscita di cassa di 26 milioni di euro, incluso il versamento di 3 milioni di euro in un escrow account.

La quota residua pari a 3 milioni di euro rappresenta una componente differita da corrispondere al 18° mese dalla data di esecuzione, ammesso che non si verifichino i presupposti per la corresponsione dell'indennizzo da parte del venditore all'acquirente relativamente a un contenzioso pendente dinanzi al Tribunale di Bergamo.

Nella seguente tabella si riepilogano gli effetti derivanti dall'assegnazione provvisoria dei fair value delle attività acquisite nette:

Milioni di euro	Valori contabili 30 aprile 2019	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 30 aprile 2019
Attività nette acquisite	15	6	21
Costo dell'acquisizione	29	-	29
Avviamento/(Badwill)	14	(6)	8

Cessione di otto società proprietarie di impianti rinnovabili in Brasile

In data 31 maggio 2019 è stata finalizzata, tramite la controllata per le rinnovabili Enel Green Power Brasil Participações Ltda, la cessione del 100% di tre impianti rinnovabili in esercizio in Brasile. Il corrispettivo totale dell'operazione, pagato a Enel al closing, è pari all'enterprise value degli impianti ed ammonta a circa 2,7 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 603 milioni di euro.

Milioni di euro	
Valore dell'operazione	603
Attività nette cedute	(565)
Oneri accessori	(4)
Riversamento riserva OCI	(41)
Minusvalenza	(7)

5. Dati economici e patrimoniali per area di attività

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

Dati economici per area di attività

Primi nove mesi 2019 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	20.202	5.245	14.920	14.668	729	1.330	30	57.124
Ricavi intersettoriali	1.076	302	1.239	9.554	106	55	(12.332)	-
Totale ricavi	21.278	5.547	16.159	24.222	835	1.385	(12.302)	57.124
Totale costi	20.180	2.223	10.011	21.851	728	1.251	(12.211)	44.033
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	143	(20)	-	(4)	-	-	(1)	118
Ammortamenti	907	916	1.964	250	99	124	24	4.284
Impairment	4.017	9	265	589	14	2	1	4.897
Ripristini di valore	(13)	(9)	(42)	(102)	(2)	(2)	(1)	(171)
Risultato operativo	(3.670)	2.388	3.961	1.630	(4)	10	(116)	4.199
Investimenti	498	2.894⁽²⁾	2.643	299	171	61	23	6.589

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

(2) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primi nove mesi 2018 ^{(1) (2)}

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	19.152	5.418	13.362	15.396	1.294	93	531	55.246
Ricavi intersettoriali	651	340	1.226	9.833	45	46	(12.141)	-
Totale ricavi	19.803	5.758	14.588	25.229	1.339	139	(11.610)	55.246
Totale costi	19.238	2.322	8.930	22.975	1.277	272	(11.700)	43.314
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	249	(108)	-	11	53	(2)	(1)	202
Ammortamenti	813	810	1.790	345	68	13	61	3.900
Impairment	17	25	272	657	2	-	3	976
Ripristini di valore	(10)	(4)	(31)	(132)	(3)	-	-	(180)
Risultato operativo	(6)	2.497	3.627	1.395	48	(148)	25	7.438
Investimenti	395	1.779⁽³⁾	2.552	248	118	47	20	5.159

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

(2) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati dei primi nove mesi del 2019, esposti identificando come "reporting segment primario" la vista per Area di attività.

(3) Il dato non include 378 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 30 settembre 2019

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	12.191	29.262	35.984	187	351	667	8	78.650
Attività immateriali	64	1.258	15.708	1.117	290	412	14.351	33.200
Crediti commerciali	2.770	1.638	8.111	4.363	200	663	(4.471)	13.274
Altro	1.834	1.566	2.503	538	700	563	(340)	7.364
Attività operative	16.859⁽¹⁾	33.724⁽²⁾	62.306⁽³⁾	6.205	1.541⁽⁴⁾	2.305	9.548	132.488
Debiti commerciali	2.617	1.622	5.501	4.647	465	722	(4.322)	11.252
Fondi diversi	3.551	830	3.967	538	37	627	480	10.030
Altro	1.114	1.550	15.384	2.733	144	190	(556)	20.559
Passività operative	7.282	4.002	24.852⁽⁵⁾	7.918	646	1.539	(4.398)	41.841

(1) Di cui 294 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

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

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

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

Al 31 dicembre 2018 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Infrastrutture e Reti	Mercati finali	Enel X	Servizi	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	15.448	25.971	35.026	73	344	371	10	77.243
Attività immateriali	38	1.220	15.875	1.078	347	414	14.343	33.315
Crediti commerciali	4.345	1.290	7.582	4.640	282	696	(5.224)	13.611
Altro	2.498	1.042	2.772	555	160	1.804	(1.992)	6.839
Attività operative	22.329⁽²⁾	29.523⁽³⁾	61.255⁽⁴⁾	6.346	1.133	3.285	7.137⁽⁵⁾	131.008
Debiti commerciali	4.680	1.806	5.555	5.535	381	890	(5.458)	13.389
Fondi diversi	2.490	768	4.644	551	35	669	524	9.681
Altro	1.867	1.617	13.902	2.495	270	1.323	(1.139)	20.335
Passività operative	9.037	4.191⁽⁶⁾	24.101	8.581	686	2.882	(6.073)	43.405

(1) I dati sono stati rideterminati per consentire la comparabilità con i risultati al 30 settembre del 2019, esposti identificando come "reporting segment primario" la vista per Area di attività.

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

(3) Di cui 635 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

(5) Di cui 23 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 4 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 30.09.2019	al 31.12.2018
Totale attività	169.960	165.424
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.990	2.099
Altre attività finanziarie non correnti	7.776	6.774
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	1.682	231
Attività finanziarie correnti	8.320	9.074
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.753	6.630
Attività per imposte anticipate	9.167	8.305
Crediti tributari	1.784	1.282
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	-	21
Attività di settore	132.488	131.008
Totale passività	122.129	117.572
Finanziamenti a lungo termine	52.531	48.983
Passività finanziarie non correnti	3.373	2.609
Finanziamenti a breve termine	4.535	3.616
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.171	3.367
Passività finanziarie correnti	3.759	5.131
Passività di imposte differite	8.616	8.650
Debiti per imposte sul reddito	1.289	333
Debiti tributari diversi	2.014	1.093
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	-	385
Passività di settore	41.841	43.405

Ricavi

6.a Ricavi - Euro 57.124 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	Variazioni	
Vendita energia elettrica	33.416	31.800	1.616	5,1%
Trasporto energia elettrica	7.752	7.713	39	0,5%
Corrispettivi da gestori di rete	688	720	(32)	-4,4%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.225	1.268	(43)	-3,4%
Vendita gas	2.405	3.123	(718)	-23,0%
Trasporto gas	453	424	29	6,8%
Altri ricavi e proventi	11.185	10.198	987	9,7%
Totale	57.124	55.246	1.878	3,4%

Nei primi nove mesi del 2019 l'incremento dei ricavi da **vendita di energia elettrica** è principalmente dovuto:

- > ai maggiori ricavi da vendita energia elettrica nella distribuzione in Brasile (1.097 milioni di euro) prevalentemente per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo nel giugno 2018 (863 milioni di euro) e per gli incrementi tariffari, specialmente in Enel Distribuição Goiás;
- > ai maggiori ricavi nel business della distribuzione in Argentina (71 milioni di euro) per un aumento dei prezzi, che compensa l'effetto negativo derivante dall'iperinflazione nel Paese;
- > ai maggiori ricavi di vendita nella distribuzione in Cile (60 milioni di euro) in seguito all'aumento dei consumi nel mercato libero;
- > all'incremento dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 733 milioni di euro conseguente ai maggiori volumi intermediati prevalentemente in Italia.

Tali effetti incrementativi sono in parte compensati dalle minori vendite di energia elettrica nei mercati regolati in Spagna e Italia (604 milioni di euro).

L'incremento dei ricavi da **trasporto di energia elettrica** riguarda soprattutto le società italiane ed è connesso prevalentemente alla modifica regolatoria n.654/15 ARERA (c.d. "lag regolatorio"), parzialmente compensato da una riduzione dei ricavi in America Latina.

La diminuzione dei ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** si riferisce alle società italiane per la riduzione dei contributi ricevuti per energia prodotta da fonti rinnovabili per la scadenza degli incentivi relativi ad alcuni impianti di Enel Green Power. Tali effetti sono solo in parte compensati dai maggiori contributi ricevuti dalle società spagnole.

Il decremento dei ricavi per **vendita di gas** risente essenzialmente delle minori quantità vendute prevalentemente nel mercato libero, soprattutto in Spagna (740 milioni di euro) per effetto della riduzione dei clienti e dei consumi.

La variazione degli **altri ricavi e proventi** è dovuta principalmente:

- > ai maggiori ricavi per vendita di combustibili che si attestano nei primi nove mesi del 2019 a 6.771 milioni di euro (6.179 milioni di euro nei primi nove mesi del 2018) evidenziando un incremento di 592 milioni di euro per i maggiori volumi intermediati nelle attività di trading in Italia;
- > alla plusvalenza relativa alla cessione della società Mercure Srl, società veicolo alla quale Enel Produzione aveva precedentemente conferito l'impianto a biomasse della Valle del Mercure (108 milioni di euro);

- > al negative goodwill (pari a 106 milioni di euro), derivante dall'allocazione provvisoria del prezzo di acquisto, effettuata da esperti indipendenti, a seguito dell'acquisto da parte di EGPNA di alcune società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC ("EGPNA REP");
- > ai maggiori ricavi in Argentina a seguito dell'accordo di Edesur con il Governo che sana pendenze reciproche originate nel periodo dal 2006 al 2016 (228 milioni di euro) e per effetto dell'iperinflazione;
- > al rimborso previsto contrattualmente per l'esercizio dell'opzione di recesso da parte di un grande cliente industriale relativamente alle forniture di energia elettrica da Enel Generación Chile (160 milioni di euro) di cui 80 milioni di euro afferenti alla generazione termica e i restanti 80 milioni di euro afferenti alla generazione da fonte rinnovabile;
- > all'adeguamento del corrispettivo per l'acquisizione di eMotorwerks, avvenuta nel 2017, a seguito dell'applicazione di alcune clausole contrattuali (58 milioni di euro);
- > al corrispettivo pari a 50 milioni di euro previsto dall'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria del secondo indennizzo connesso alla vendita nel 2009 della partecipazione detenuta dalla stessa e-distribuzione in Enel Rete Gas.

Tali effetti sono in parte compensati dalla riduzione dei ricavi di vendita per quote CO₂ per 157 milioni di euro, da minori contributi ricevuti per i certificati di efficienza energetica per 98 milioni di euro per effetto del minor contributo unitario definito da ARERA per l'anno d'obbligo 2019, nonché dall'iscrizione, nel 2018, del provento, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che e-distribuzione e F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas.

Costi

6.b Costi - Euro 53.043 milioni

Milioni di euro	Primi nove mesi			
	2019	2018	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica	15.363	14.464	899	6,2%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.240	3.639	(399)	-11,0%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	8.415	8.273	142	1,7%
Materiali	1.330	1.241	89	7,2%
Costo del personale	3.461	3.327	134	4,0%
Servizi e godimento beni di terzi	11.845	11.771	74	0,6%
Ammortamenti e impairment	9.010	4.696	4.314	91,9%
Oneri per certificati ambientali	792	798	(6)	-0,8%
Altri costi operativi	1.140	1.284	(144)	-11,2%
Costi capitalizzati	(1.553)	(1.483)	(70)	-4,7%
Totale	53.043	48.010	5.033	10,5%

I costi per **acquisto di energia elettrica** sono in aumento a seguito dei maggiori acquisti effettuati dalla distribuzione in Brasile (655 milioni di euro di cui 598 milioni di euro da riferire all'acquisto di Enel Distribuição São Paulo avvenuta a giugno 2018), Argentina (134 milioni di euro per maggiori consumi) e Cile (65 milioni di euro).

Il decremento dei costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** è principalmente imputabile a un minor utilizzo degli impianti termoelettrici. Tale diminuzione è stata solo

parzialmente compensata dall'aumento dei costi dovuto alla svalutazione dei magazzini combustibili (per complessivi 104 milioni di euro), direttamente connessi al processo che ha portato alla svalutazione di taluni impianti a carbone in Italia e Spagna.

La variazione in aumento dei costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** riflette l'incremento dei costi medi di acquisto del gas e i maggiori volumi intermediati, principalmente da società italiane. Tale incremento risulta parzialmente compensato dalla riduzione di costi relativi agli acquisti di gas da parte di Endesa Energía per conto della consociata Endesa Generación per i quali Endesa Energía svolge un servizio di pass-through (con sole rilevazioni patrimoniali), che in precedenza veniva rilevato tra costi e ricavi. Analoga variazione è riscontrabile nei ricavi per vendite di gas.

I costi per **materiali** registrano un incremento, principalmente per effetto della svalutazione dei magazzini dei materiali e parti di ricambio a servizio delle centrali a carbone assoggettate a impairment in Italia (78 milioni di euro) e in Spagna (21 milioni di euro), in quanto ritenuti non recuperabili attraverso l'impiego nel processo produttivo.

Nei primi nove mesi del 2019, l'incremento del **costo del personale** si riferisce prevalentemente a:

- > maggiori costi in Brasile per 78 milioni di euro dovuti principalmente all'ingresso nel Gruppo di Enel Distribuição São Paulo nel giugno 2018;
- > maggiori costi in Spagna per 47 milioni di euro, principalmente per accantonamenti ai piani per incentivo all'esodo;
- > maggiori costi in Nord America per le variazioni di perimetro dovute all'acquisto, effettuato a marzo 2019, della società Tradewind;
- > minori costi in Italia, principalmente e-distribuzione, dove si registra una minore consistenza media del personale pari al 3%.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2019 è pari a 68.374 dipendenti, di cui 38.784 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2019 si decrementa di 898 unità. Tale variazione è riferibile prevalentemente al saldo tra assunzioni e cessazioni (-952 unità) e in parte dalle variazioni di perimetro (54 unità), principalmente dovute alla dismissione dell'impianto Mercure da parte di Enel Produzione in Italia e all'acquisizione, a marzo, della società Tradewind negli Stati Uniti.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2018 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2018	69.272
Assunzioni	2.648
Cessazioni	(3.600)
Variazioni di perimetro	54
Consistenza al 30 settembre 2019	68.374

L'incremento dei costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** è da attribuire prevalentemente all'acquisto di Enel Distribuição São Paulo avvenuto a giugno 2018 (205 milioni di euro) e ai maggiori costi variabili connessi ai maggiori volumi di business di Enel X in Italia. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dai minori costi per godimento beni di terzi derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16 per 188 milioni di euro.

Gli **ammortamenti e impairment** risentono in modo rilevante degli impairment effettuati, nel corso dei primi nove mesi del 2019, su taluni impianti a carbone in Italia, Spagna, Cile (Bocamina I e Tarapacá) e

Russia (Reftinskaya) per complessivi 4.002 milioni di euro, comprensivi dei relativi oneri di smantellamento.

Tali svalutazioni sono da attribuire sostanzialmente:

- > alla più ridotta competitività di tali impianti a elevate emissioni di CO₂ rispetto alle altre tecnologie soprattutto in Spagna e in Italia in base alle mutate caratteristiche dello scenario di riferimento in termini di prezzi delle commodity e di maggiori oneri di compliance per le emissioni di CO₂, oltreché dell'ulteriore penalizzazione, segnatamente in Italia, dovuta all'introduzione di una nuova disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva (Capacity Market) che restringe l'ambito d'applicazione per gli impianti a più elevate emissioni di CO₂;
- > agli accordi presi con il Governo cileno per dismettere anticipatamente i due impianti a carbone di Tarapacá e Bocamina I (rispettivamente entro il 31 maggio 2020 ed entro il 31 dicembre 2023), nell'ambito del processo di decarbonizzazione avviato nel Paese (364 milioni di euro);
- > all'adeguamento di valore al fair value (per 125 milioni di euro), della centrale di Reftinskaya per effetto della classificazione della stessa tra le attività possedute per la vendita a valle dell'accordo vincolante di cessione approvato dalle parti nel corso di giugno 2019.

La variazione inoltre include la quota di ammortamento dei diritti d'uso su beni altrui che, con decorrenza 1° gennaio 2019, sono rilevati come attività materiali in leasing e ammortizzati lungo la durata dei contratti, a seguito dell'applicazione del principio IFRS 16 (169 milioni di euro).

Gli **oneri per certificati ambientali** nei primi nove mesi del 2019 sono pari a 792 milioni di euro, in decremento di 6 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2018.

Gli **altri costi operativi** si riducono sostanzialmente a seguito dei minori oneri per imposte e tasse, per 156 milioni di euro, prevalentemente in Spagna per la sospensione dell'applicazione delle imposte sulla produzione di energia elettrica e sul consumo di idrocarburi impiegati nella produzione di energia in base al Regio Decreto n. 15/2018 del 5 ottobre 2018, nonché per la riduzione delle imposte sulla generazione nucleare.

Nei primi nove mesi del 2019 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.553 milioni di euro, con un incremento di 70 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

6.c Proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - Euro 118 milioni

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 118 milioni di euro nei primi nove mesi del 2019 (202 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi ai primi nove mesi del 2019 sono così composti:

- > proventi netti derivanti dalla gestione di cash flow hedge per 127 milioni di euro (18 milioni di euro di proventi netti nei primi nove mesi del 2018)
- > oneri netti su derivati al fair value con impatto a Conto economico per 9 milioni di euro (184 milioni di euro di proventi netti nei primi nove mesi del 2018).

6.d Oneri finanziari netti - Euro 1.905 milioni

Gli oneri finanziari netti subiscono un incremento di 133 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2018.

Nello specifico, i proventi finanziari dei primi nove mesi del 2019 ammontano a 3.640 milioni di euro con un incremento di 616 milioni rispetto al periodo precedente (3.024 milioni di euro). Tale variazione è prevalentemente riconducibile ai seguenti effetti:

- > l'incremento delle differenze positive di cambio per 288 milioni di euro che riguarda prevalentemente: America Latina (per 240 milioni di euro), Enel Finance International (per 37 milioni di euro) e Russia (per 35 milioni di euro);
- > l'aumento di proventi finanziari per 285 milioni di euro nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione di economie iprinflazionate;
- > l'incremento degli interessi e degli altri proventi su attività finanziarie per 101 milioni di euro, connesso essenzialmente ai crediti finanziari a breve termine soprattutto in Enel Finance International e in America Latina.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal decremento dei proventi da strumenti derivati per 102 milioni di euro, stipulati prevalentemente a copertura del rischio di oscillazione dei tassi di cambio su finanziamenti denominati in valuta estera.

Gli oneri finanziari dei primi nove mesi del 2019 ammontano invece a 5.545 milioni di euro, con un incremento di 749 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2018. Tale variazione è riferibile prevalentemente a:

- > l'incremento delle differenze negative di cambio per 482 milioni di euro, che riguarda prevalentemente: Enel Finance International (per 372 milioni di euro), America Latina (per 69 milioni di euro) ed Enel SpA (per 41 milioni di euro);
- > i maggiori oneri finanziari rilevati dalla generazione in Italia per l'adeguamento di valore del credito finanziario residuo derivante dalla cessione di Slovak Power Holding (29 milioni di euro);
- > l'aumento di oneri finanziari per 290 milioni di euro nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione di economie iperinflazionate;
- > l'incremento di interessi passivi e oneri su debiti finanziari per 130 milioni di euro. Tale variazione è dovuta prevalentemente all'incremento degli interessi su obbligazioni (per 80 milioni di euro) e degli oneri finanziari derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16 (42 milioni di euro);
- > maggiori oneri finanziari connessi all'attualizzazione di passività non correnti per 94 milioni di euro relativi a:
 - passività per benefici ai dipendenti per 57 milioni di euro essenzialmente in Spagna (per 29 milioni di euro) e in America Latina (per 28 milioni di euro);
 - debiti non correnti per 23 milioni di euro, riferito prevalentemente al Nord America per l'attualizzazione delle passività per tax partnership;
 - fondi per rischi e oneri per 14 milioni di euro, dovuto essenzialmente all'America Latina (per 11 milioni di euro) per la società Enel Distribuição São Paulo.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati da minori oneri su strumenti derivati per 252 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla copertura del rischio di cambio sui finanziamenti accesi.

6.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro (104) milioni

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi nove mesi del 2019 è negativa per complessivi 104 milioni di euro. La variazione risente principalmente degli effetti derivanti dal riacquisto di 13 società da EGPNA REP (88 milioni di euro) che hanno comportato la rilevazione di una minusvalenza nella stessa EGPNA REP, e della svalutazione della partecipazione di Slovak Power per 31 milioni di euro a seguito delle modifiche dei parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo.

Gli altri movimenti risentono dei risultati *pro quota* di pertinenza del Gruppo delle società valutate con l'equity method.

6.f Imposte - Euro 647 milioni

Le **imposte** dei primi nove mesi del 2019 ammontano a 647 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 29,5% (a fronte di un'incidenza del 29,5% nei primi nove mesi del 2018). L'incidenza fiscale sebbene in linea tra i periodi a confronto evidenzia in realtà i seguenti effetti contrapposti:

- > minori imposte in Italia per effetto del raggiungimento dell'accordo con l'Amministrazione finanziaria in merito al regime opzione "Patent Box" che consente una tassazione agevolata per i redditi derivanti dall'utilizzo di proprietà intellettuali (+53 milioni di euro);
- > minori imposte (per 40 milioni di euro) rilevate in Argentina nel primo trimestre 2019, dalle società di generazione Enel Generación Costanera e Central Dock Sud, a seguito dell'esercizio dell'opzione per il regime agevolato del "revalúo impositivo". Tale regime – a fronte del pagamento di un'imposta sostitutiva – consente di rivalutare fiscalmente determinate attività materiali con conseguente iscrizione di imposte differite attive a fronte della maggiore deducibilità fiscale degli ammortamenti in futuro;
- > riversamento di imposte differite passive in EGPNA, quale effetto accessorio dell'operazione di acquisto di alcune società da EGPNA REP;
- > maggiori imposte anticipate per la sopraggiunta deducibilità fiscale del goodwill a seguito della fusione di Gas Atacama in Enel Generación Chile;
- > maggiori imposte rilevate nel settembre del 2018 in Messico per la cessione di talune società delle rinnovabili ("Progetto Kino");
- > maggiori ritenute su finanziamenti di Enel Finance International in favore di Enel Brasile per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (40 milioni di euro);
- > maggiori imposte anticipate (86 milioni di euro), rilevate nel 2018, a fronte della recuperabilità ai fini fiscali delle perdite della partecipata 3Sun (antecedenti all'acquisizione del controllo della società da parte di Enel) a valle della fusione in Enel Green Power SpA;
- > applicazione del regime fiscale agevolato (PEX) all'indennizzo relativo alla cessione della partecipazione di Enel Rete Gas nel corso del 2018.

Attività

7.a Attività non correnti - Euro 133.910 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2019 a 97.383 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 1.603 milioni di euro. Tale variazione è riferibile principalmente agli investimenti del periodo (6.589 milioni di euro), agli effetti al 1° gennaio 2019 per l'applicazione dell'IFRS 16 sugli impianti, immobili e macchinari che ammontano a 1.370 milioni di euro, cui vanno a sommarsi i nuovi contratti di leasing stipulati nel corso dei primi nove mesi per un importo totale di 84 milioni di euro. A tali effetti si aggiungono le variazioni di perimetro registrate per 1.064 milioni di euro.

Queste ultime sono riconducibili in gran parte all'acquisizione del controllo di alcune società di EGPNA REP, joint venture detenuta al 50% da EGPNA e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services, precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto (1.033 milioni di euro) e all'acquisizione di Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili negli Stati Uniti. Tali risultati sono stati in parte compensati oltre che dagli ammortamenti per 4.282 milioni di euro anche dagli impairment registrati per un totale di 3.877 milioni di euro riferiti principalmente all'adeguamento dei valori di iscrizione (inclusivi degli oneri di smantellamento) delle centrali cilene di Bocamina I e Tarapacá, e di alcune centrali italiane e spagnole per i motivi già commentati nella relazione sulla gestione.

L'*avviamento*, pari a 14.297 milioni di euro, presenta un incremento di 24 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018. La variazione trova principalmente riscontro, oltre che nelle differenze cambio positive per 11 milioni di euro anche nella variazione di perimetro per 13 milioni di euro, riconducibile soprattutto all'acquisizione di Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili negli Stati Uniti, che ha inoltre risentito dell'allocazione provvisoria ad alcuni progetti ceduti.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 1.990 milioni di euro, si decrementano di 109 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente, risentendo soprattutto del risultato negativo di pertinenza del Gruppo delle società valutate con l'equity method. In particolare, vengono segnalate l'operazione di riacquisto da parte di Enel, attraverso la controllata EGPNA, di 13 società titolari di sette impianti operativi nel business delle rinnovabili da parte della stessa EGPNA REP e la svalutazione della partecipazione di Slovak Power per 31 milioni di euro a seguito delle modifiche dei parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo.

Le *altre attività non correnti* includono:

Milioni di euro

	al 30.09.2019	al 31.12.2018	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	9.167	8.305	862	10,4%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	3.125	3.272	(147)	-4,5%
Altre attività finanziarie non correnti	4.651	3.502	1.149	32,8%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	279	200	79	39,5%
Altri crediti a lungo termine	3.018 ⁽¹⁾	1.418	1.600	-
Totale	20.240	16.697	3.543	21,2%

(1) La voce include investimenti in Attività derivanti da contratti con i clienti per 469 milioni di euro.

L'aumento del periodo è dovuto sostanzialmente:

- > all'incremento delle attività per imposte anticipate riconducibile all'iscrizione della fiscalità differita stanziata sulle svalutazioni sopra descritte;

- > all'incremento delle altre attività finanziarie non correnti, da riferire essenzialmente all'aumento degli strumenti finanziari derivati (975 milioni di euro, prevalentemente associati agli strumenti di copertura del rischio cambio designati di cash flow hedge) e alle attività derivanti da accordi per servizi in concessione per 171 milioni di euro;
- > all'incremento di altri crediti a lungo termine riferiti sostanzialmente ai crediti tributari registrati da Enel Distribuição São Paulo ed Enel Distribuição Ceará e riconducibili al contenzioso PIS/COFINS in Brasile.

Il PIS (Programma di Integrazione Sociale) e il COFINS (Contribuzione al Finanziamento della Sicurezza Sociale) sono contributi federali che pagano le società in Brasile e che hanno come obiettivo quello di finanziare programmi per gli impiegati, la sanità pubblica, l'assistenza sociale, la sicurezza sociale attraverso l'applicazione di aliquote ai ricavi lordi di ciascuna società. L'ICMS (l'imposta sulla circolazione di beni e servizi) è assimilabile all'IVA ed è applicata sulle vendite di beni e servizi e telecomunicazioni e trasporti.

Le società di distribuzione dell'energia elettrica in Brasile promossero azioni legali distinte nei confronti del Governo brasiliano contro l'applicazione del PIS/COFINS per la quota calcolata sul tributo dell'ICMS.

Tra queste società sono ricomprese Enel Distribuição São Paulo, Enel Distribuição Ceará, Enel Distribuição Goiás ed Enel Distribuição Rio.

L'Autorità Giudiziaria brasiliana ha in ultima istanza confermato la tesi, sostenuta dalle imprese, secondo la quale l'ulteriore tributo ICMS non dev'essere incluso nella base imponibile del PIS e COFINS. Nonostante tale pronunciamento il Governo Federale ha presentato ricorso in appello. Nel corso del 2019 è stata notificata a Enel Distribuição São Paulo ed Enel Distribuição Ceará la sentenza che riconosce la piena deducibilità dell'ICMS ai fini dell'applicazione del calcolo del PIS e COFINS per i periodi compresi tra dicembre 2013 e dicembre 2014 per Enel Distribuição São Paulo e da maggio 2001 in poi per Enel Distribuição Ceará;

- > all'incremento dei crediti non correnti verso operatori istituzionali di mercato per 79 milioni di euro;
- > al decremento dei crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto, dovuto essenzialmente, a seguito di variazioni di perimetro, alla diminuzione di 206 milioni di euro del credito finanziario a medio e lungo termine, il cui effetto è parzialmente compensato dall'aumento dei titoli valutati al "FVOCI" per 59 milioni di euro nelle società assicurative olandesi che per esigenze di allineamento ai profili di rischio gestiti hanno aumentato il portafoglio a lungo termine.

7.b Attività correnti - Euro 35.748 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 2.885 milioni di euro e presentano un incremento di 67 milioni di euro, registrato principalmente in Italia, dove la svalutazione del magazzino degli impianti a carbone e la riduzione degli acquisti di combustibili sono più che compensate dall'aumento delle quote dei diritti di emissione CO₂, oltre che dai maggiori acquisti di materiali per le reti a media e bassa tensione da destinare ad attività manutentive e di funzionamento, e in America Latina. Il decremento delle rimanenze in Iberia a seguito della svalutazione delle rimanenze di combustibili e dei materiali e della riduzione degli acquisti per gli impianti a carbone, in parte compensa i suddetti incrementi.

I *crediti commerciali*, pari a 13.274 milioni di euro, sono in diminuzione di 313 milioni di euro, con una variazione derivante essenzialmente da una riduzione in Italia e Iberia in parte compensata dall'aumento dei crediti per vendita e trasporto energia registrato soprattutto in America Latina.

Le *altre attività correnti* sono dettagliate come segue:

Milioni di euro

	al 30.09.2019	al 31.12.2018	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	4.897	5.003	(106)	-2,1%
Altre attività finanziarie correnti	3.423	4.071	(648)	-15,9%
Crediti tributari	1.784	1.282	502	39,2%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	742	745	(3)	-0,4%
Altri crediti a breve termine	1.990	1.751	239	13,6%
Totale	12.836	12.852	(16)	-0,1%

Il decremento del periodo è riconducibile principalmente a:

- > una riduzione delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento, dovuto principalmente al decremento degli altri crediti finanziari a breve termine (500 milioni di euro) in parte compensato dall'aumento della quota a breve termine dei crediti finanziari a medio e lungo termine (400 milioni di euro) principalmente a seguito dell'aumento dei crediti finanziari verso il sistema elettrico spagnolo per il finanziamento del deficit tariffario;
- > una flessione delle altre attività finanziarie correnti, connessa prevalentemente alla variazione negativa del fair value degli strumenti finanziari derivati prevalentemente riferibile alla copertura del rischio prezzo delle commodity energetiche di derivati valutati al fair value contro Conto economico;
- > un incremento degli altri crediti a breve termine, prevalentemente relativo a un incremento dei risconti attivi e delle attività per lavori in corso su ordinazione;
- > un incremento dei crediti tributari, relativi essenzialmente ai maggiori crediti per imposte sul reddito delle società in Italia.

7.c Attività possedute per la vendita - Euro 302 milioni

La voce in esame include sostanzialmente le attività valutate sulla base del presumibile valore di realizzo desumibile dallo stato attuale delle trattative, che in ragione delle decisioni assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce.

Il saldo al 30 settembre 2019 accoglie principalmente l'impianto di Reftinskaya GRES che, in ragione dello stato delle trattative in essere per la sua cessione, è stato classificato tra le attività possedute per la vendita e valorizzato al minore tra il prezzo di cessione, al netto degli oneri accessori, e il suo valore netto contabile.

La variazione del periodo riguarda invece la vendita di alcune società brasiliane precedentemente classificate come disponibili per la vendita.

Patrimonio netto e passività

7.d Patrimonio netto del Gruppo - Euro 30.869 milioni

Il decremento dei primi nove mesi del 2019 del patrimonio netto di Gruppo, pari a 851 milioni di euro, risente principalmente della rilevazione dei dividendi deliberati nel periodo (-1.423 milioni di euro) e della perdita rilevata direttamente a patrimonio netto (-276 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'utile di competenza del periodo a Conto economico (813 milioni di euro). Si segnala che in data 19 settembre il Consiglio di Amministrazione della Società ha approvato l'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie, per un ammontare massimo di 10,5 milioni di euro e per un numero di azioni non superiore a 2,5 milioni di euro (il "Programma"), equivalenti a circa lo 0,02% del capitale sociale di Enel.

Il Programma è a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019 destinato al management di Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, approvato dall'Assemblea del 16 maggio 2019. La durata del Programma si protrarrà dal 23 settembre al 13 dicembre 2019.

Alla data del 30 settembre 2019, le azioni proprie sono rappresentate da n. 129.550 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro, acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di circa 1 milione di euro.

7.e Passività non correnti - Euro 83.068 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 52.531 milioni di euro (48.983 milioni di euro al 31 dicembre 2018), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 41.168 milioni di euro (38.633 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 11.363 milioni di euro (10.350 milioni di euro al 31 dicembre 2018). La variazione rilevata nei nove mesi è dovuta sostanzialmente all'incremento dei prestiti obbligazionari per 2.535 milioni di euro principalmente a seguito dell'emissione di un bond da 2.500 milioni di euro, e all'incremento dei finanziamenti da società di leasing a seguito dell'applicazione del principio contabile IFRS16 per 1.125 milioni di euro.

I *fondi diversi e passività per imposte differite* sono pari a 17.429 milioni di euro al 30 settembre 2019 (17.018 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e includono:

- > TFR e altri benefici ai dipendenti per 3.302 milioni di euro, in diminuzione di 115 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018;
- > fondi rischi e oneri per 5.511 milioni di euro (5.181 milioni di euro al 31 dicembre 2018). La voce include, tra gli altri, il fondo contenzioso legale per 879 milioni di euro (1.315 milioni di euro al 31 dicembre 2018), il cui forte decremento è riferito essenzialmente alla chiusura del contenzioso di Enel Distribuição São Paulo con Electrobras, il fondo per decommissioning nucleare per 689 milioni di euro (552 milioni di euro al 31 dicembre 2018), il fondo per smantellamento e ripristino impianti per 1.727 milioni di euro (986 milioni di euro al 31 dicembre 2018), la cui variazione è riferita prevalentemente ai maggiori accantonamenti conseguenti alla previsione di chiusura anticipata delle centrali a carbone in Italia e Spagna, il fondo oneri su imposte e tasse per 376 milioni di euro (409 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e il fondo oneri per incentivo all'esodo per 1.122 milioni di euro (1.177 milioni di euro al 31 dicembre 2018);
- > passività per imposte differite per 8.616 milioni di euro (8.650 milioni di euro al 31 dicembre 2018) con una riduzione di 34 milioni di euro.

Le *altre passività non correnti* sono pari a 13.108 milioni di euro (10.816 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e si incrementano di 2.292 milioni di euro; sostanzialmente per effetto della variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati (765 milioni di euro), dovuta essenzialmente all'incremento del

fair value dei derivati designati di cash flow hedge, nonché da maggiori passività non correnti derivanti dal consolidamento di Enel Distribuição São Paulo.

7.f Passività correnti - Euro 39.057 milioni

I *finanziamenti a breve termine e le quote correnti di finanziamenti a lungo termine* si incrementano di 1.723 milioni di euro. Tale variazione è connessa essenzialmente all'aumento dei commercial paper (785 milioni di euro) e dei cash collateral (259 milioni di euro), all'incremento della quota a breve dei prestiti obbligazionari (575 milioni di euro) e alla variazione della quota corrente dei finanziamenti da società di leasing a seguito dell'applicazione del principio contabile IFRS 16 per 221 milioni di euro, in parte compensati da minori debiti finanziari verso società di factoring per 77 milioni di euro.

I *debiti commerciali*, pari a 11.252 milioni di euro (13.387 milioni di euro al 31 dicembre 2018), sono in diminuzione di 2.135 milioni di euro.

Le *altre passività correnti* sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro

	al 30.09.2019	al 31.12.2018	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.588	1.773	(185)	-10,4%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.622	3.945	677	17,2%
Passività finanziarie correnti	3.759	5.131	(1.372)	-26,7%
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	602	683	(81)	-11,9%
Debiti tributari	3.303	1.426	1.877	-
Altri	5.225	7.020	(1.795)	-25,6%
Totale	19.099	19.978	(879)	-4,4%

La variazione del periodo è essenzialmente dovuta:

- > a un decremento delle passività finanziarie correnti, riconducibile in massima parte alla riduzione del fair value degli strumenti finanziari derivati (1.329 milioni di euro), associata prevalentemente agli strumenti di copertura del rischio prezzo e cambio di commodity, nonché al decremento dei ratei passivi aventi natura finanziaria (113 milioni di euro), in parte compensati dall'incremento dei debiti finanziari per interessi da pagare (56 milioni di euro) e dei debiti finanziari verso il sistema elettrico spagnolo (per circa 15 milioni di euro);
- > a una riduzione degli altri debiti, sostanzialmente riferibile ai dividendi pagati nel corso dei primi nove mesi del 2019;
- > a un decremento dei debiti verso il personale e istituti di previdenza, particolarmente concentrato in Italia e collegato ai meccanismi di esodo incentivato;
- > a un aumento dei debiti tributari, 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.

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

La variazione del periodo riguarda la vendita di alcune società brasiliane precedentemente classificate come disponibili per la vendita.

8. Posizione finanziaria netta

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 settembre 2019 e al 31 dicembre 2018, 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 30.09.2019	al 31.12.2018	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	102	328	(226)	-68,9%
Depositi bancari e postali	5.808	5.531	277	5,0%
Altri investimenti di liquidità	843	771	72	9,3%
Titoli	43	63	(20)	-31,7%
Liquidità	6.796	6.693	103	1,5%
Crediti finanziari a breve termine	2.932	3.418	(486)	-14,2%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.922	1.522	400	26,3%
Crediti finanziari correnti	4.854	4.940	(86)	-1,7%
Debiti verso banche	(512)	(512)	-	-
Commercial paper	(3.178)	(2.393)	(785)	-32,8%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.864)	(1.830)	(34)	-1,9%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.916)	(1.341)	(575)	-42,9%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(391)	(196)	(195)	-
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(888)	(739)	(149)	-20,2%
Totale debiti finanziari correnti	(8.749)	(7.011)	(1.738)	-24,8%
Posizione finanziaria corrente netta	2.901	4.622	(1.721)	-37,2%
Debiti verso banche e istituti finanziari	(8.821)	(8.819)	(2)	-
Obbligazioni	(41.168)	(38.633)	(2.535)	-6,6%
Debiti verso altri finanziatori	(2.542)	(1.531)	(1.011)	-66,0%
Posizione finanziaria non corrente	(52.531)	(48.983)	(3.548)	-7,2%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione CONSOB	(49.630)	(44.361)	(5.269)	-11,9%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	3.125	3.272	(147)	-4,5%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(46.505)	(41.089)	(5.416)	-13,2%

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

Altre informazioni

9. 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, 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 2019 e del 2018 e al 30 settembre 2019 e al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale premi nove mesi 2019	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale premi nove mesi 2019	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici											
Totale ricavi	-	1.056	1.622	210	136	-	3.024	215	3.239	57.124	5,7%
Proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-	78	78	3.640	2,1%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	2.067	2.411	601	425	-	-	5.504	133	5.637	26.852	21,0%
Costi per servizi e altri materiali	1	42	2.052	3	67	-	2.165	102	2.267	13.341	17,0%
Altri costi operativi	2	167	4	1	-	-	174	-	174	1.932	9,0%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	11	-	-	-	11	(3)	8	118	6,8%
Oneri finanziari	-	-	11	-	-	-	11	11	22	5.545	0,4%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 30.09.2019	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 30.09.2019	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali											
Altre attività non correnti	-	-	-	-	-	-	-	19	19	20.240	0,1%
Crediti commerciali	-	28	751	13	17	-	809	210	1.019	13.274	7,7%
Altre attività correnti	-	32	76	124	1	-	233	70	303	12.836	2,4%
Altre passività non correnti	-	-	2	-	37	-	39	118	157	13.108	1,2%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	759	-	-	-	759	-	759	52.531	1,4%
Debiti commerciali	682	62	972	1.819	15	-	3.550	45	3.595	11.252	31,9%
Altre passività correnti	-	-	13	-	48	-	61	68	129	19.099	0,7%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-	89	-	89	4.171	2,1%
Altre informazioni											
Garanzie rilasciate	-	250	354	-	141	-	745	-	745		
Garanzie ricevute	-	-	126	-	23	-	149	-	149		
Impegni	-	-	15	-	5	-	20	-	20		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale premi nove mesi 2018	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale premi nove mesi 2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici											
Totale ricavi	-	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 31.12.2018	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali											
Crediti commerciali	-	120	717	20	36	-	893	192	1.085	13.587	8,0%
Altre attività correnti	-	8	10	146	-	-	164	74	238	12.852	1,9%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-	6	80	86	10.816	0,8%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	804	-	-	-	804	-	804	48.983	1,6%
Debiti commerciali	871	160	983	833	19	-	2.866	58	2.924	13.387	21,8%
Altre passività correnti	-	2	18	-	14	-	34	95	129	19.978	0,6%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-	89	-	89	3.367	2,6%
Altre informazioni											
Garanzie rilasciate	-	250	354	-	132	-	736	-	736		
Garanzie ricevute	-	-	135	-	16	-	151	-	151		
Impegni	-	-	29	-	7	-	36	-	36		

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura (reperibile all'indirizzo internet <https://www.enel.com/it/investors1/comitati/comitato-parti-correlate.html>) che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nei primi nove mesi del 2019 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.

10. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro			
	al 30.09.2019	al 31.12.2018	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	9.887	10.310	(423)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	101.936	109.638	(7.702)
- acquisti di combustibili	49.925	43.668	6.257
- forniture varie	1.302	3.122	(1.820)
- appalti	3.097	3.133	(36)
- altre tipologie	4.223	3.270	953
Totale	160.483	162.831	(2.348)
TOTALE	170.370	173.141	(2.771)

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 settembre 2019 a 101.936 milioni di euro, di cui 24.420 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2019-2023, 23.392 milioni di euro relativi al periodo 2024-2028, 18.627 milioni di euro al periodo 2029-2033 e i rimanenti 35.497 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 2019 a 49.925 milioni di euro, di cui 25.590 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2019-2023, 14.182 milioni di euro relativi al periodo 2024-2028, 7.047 milioni di euro al periodo 2029-2033 e i rimanenti 3.106 milioni di euro con scadenza successiva.

11. Attività e passività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

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

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. Il Ministero non ha riassunto nei termini la causa dinanzi alla Corte d'Appello di Venezia e, pertanto, il giudizio si è estinto senza che il Ministero possa vantare eventuali pretese relative a questo procedimento.

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

Successivamente alla decisione dell'8 febbraio 2019 della Corte d'Appello di Lecce, è stata accolta l'istanza di correzione proposta dalla Provincia di Brindisi avverso la medesima sentenza. La Corte d'Appello ha riconosciuto la sussistenza di un errore materiale e quindi il diritto generico della Provincia al risarcimento dei danni. Avverso la sentenza di appello, le difese hanno quindi depositato ricorso per Cassazione il 22 giugno 2019.

Invece, il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia è tuttora pendente e si trova in fase dibattimentale (è stato dapprima rinviato al 28 ottobre 2019, poi nuovamente al 24 febbraio 2020), avendo il Tribunale recentemente escluso che sia maturata la prescrizione dei reati contestati.

Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

Per quanto attiene il ricorso che Enel SpA ("Enel"), Enel Energia SpA ("EE") e Servizio Elettrico Nazionale SpA ("SEN"), hanno presentato avverso il provvedimento adottato dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) in data 20 dicembre 2018, le tre società menzionate hanno presentato, nelle more, istanza cautelare presso il TAR Lazio per la sospensione dell'esecutività del provvedimento che è stata respinta in data 1° agosto 2019, in considerazione della prossimità dell'udienza per la discussione di merito che si è tenuta il 2 ottobre 2019. A seguito di tale udienza, in data 7 ottobre 2019, anticipando su richiesta di Enel i dispositivi delle rispettive sentenze, il TAR Lazio ha disposto: (i) l'accoglimento parziale dei ricorsi di EE e SEN in relazione all'illegittimità della determinazione della sanzione che ha, per l'effetto, annullato, ordinando all'AGCM il ricalcolo della stessa secondo specifici parametri definiti dal medesimo TAR Lazio in sentenza e, in particolare, in considerazione della sostanziale riduzione del periodo del presunto illecito; (ii) il rigetto del ricorso di Enel relativo alla sola parental liability imputatale in qualità di Capogruppo. Per effetto dell'intervenuto annullamento della sanzione, nessun pagamento è allo stato dovuto da parte delle tre società che stanno attualmente valutando le prossime azioni da intraprendere.

Contenzioso BEG

Con riferimento al giudizio di appello avviato da Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi alla Corte d'Appello di Roma avverso la sentenza con cui il Tribunale di Roma ha rigettato la domanda dichiarando il difetto

di legittimazione passiva di BEG SpA, la prossima udienza, originariamente fissata l'8 maggio 2019, è stata rinviata al 14 novembre 2019 e di nuovo al 7 maggio 2020.

In Olanda, con riferimento al procedimento dinanzi alla Corte d'Appello di Amsterdam relativamente alla domanda subordinata avanzata da Albania BEG Ambient Shpk nell'ambito del procedimento di appello, in data 8 aprile 2019 si è tenuta l'udienza di discussione e le parti hanno replicato ad alcuni documenti depositati poco prima della suddetta udienza nei termini indicati dalla Corte d'Appello. Si è in attesa dell'emissione della decisione.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

Con riguardo al decreto di citazione a giudizio innanzi al Tribunale di Ancona notificato a Enel Green Power SpA in data 14 luglio 2017 per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, all'udienza del 17 luglio 2019, all'esito della discussione, è stata emessa la sentenza con la quale è stato dichiarato prescritto il reato di distruzione di habitat naturale su cui era fondata anche la responsabilità "231" della società. Con riferimento ad altri due reati connessi alla medesima vicenda che riguardavano il procuratore della società e altre persone fisiche terze, per un caso, è stata parimenti dichiarata la prescrizione e, per un altro, è stata disposta l'assoluzione perché il fatto non sussiste.

Con riferimento al procedimento avviato dinanzi al Tribunale di Milano per la presunta commissione del reato di gestione di rifiuti non autorizzata (art. 256 TUA) e per la violazione di prescrizioni del Codice dei Beni Culturali (decreto legislativo n. 42/2004), in relazione ad alcuni lavori di rimozione di una linea elettrica, all'udienza del 23 maggio 2019 sono stati escussi alcuni testi del Pubblico Ministero. La prossima udienza è fissata il 14 novembre 2019 per l'escussione dell'ultimo teste del Pubblico Ministero e dei testi delle difese.

Buono Sociale - Spagna

Con le sentenze del 24 e 25 ottobre 2016 e del 2 novembre 2016, la Corte Suprema spagnola ha dichiarato inapplicabile, per incompatibilità con la Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 2009/72/CE del 13 luglio 2009, l'art. 45.4 della Legge del Settore Elettrico n. 24 del 26 dicembre 2013, in accoglimento dei ricorsi presentati da Endesa contro l'obbligo di finanziare il "Bonus Sociale". La Corte Suprema ha riconosciuto il diritto di Endesa di ricevere tutti gli importi che erano stati versati agli utenti, oltre agli interessi legali (pari a circa 214 milioni di euro), a titolo di "Buono Sociale", in forza della legge dichiarata inapplicabile dalla Corte Suprema. L'Amministrazione ha impugnato le citate decisioni della Corte Suprema chiedendo che venissero dichiarate nulle, ma i relativi ricorsi sono stati respinti. Successivamente, l'Amministrazione ha avviato due ricorsi dinanzi alla Corte Costituzionale chiedendo la riapertura dei procedimenti della Corte Suprema affinché quest'ultima sollevi una questione pregiudiziale dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea. La Corte Costituzionale ha accolto tali ricorsi e, pertanto, è allo stato pendente la questione pregiudiziale dinanzi alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea. L'Amministrazione non ha finora richiesto la restituzione di alcuna somma.

Contenziosi Furnas-Tractebel - Brasile

Con riferimento alla domanda presentata da Furnas nel maggio 2010 per la mancata consegna di energia elettrica da parte di CIEN, in data 31 maggio 2019, Furnas ha presentato un ricorso speciale ("recurso especial") al Superior Tribunal de Justiça, organo di terza istanza, contro la decisione con cui il Tribunal de Justiça aveva respinto l'appello di Furnas il 21 agosto 2018. CIEN ha presentato la propria risposta a tale ricorso in data 4 luglio 2019. In data 22 agosto 2019, il Tribunal de Justiça ha rigettato il ricorso di Furnas con una decisione che è passata in giudicato il 18 ottobre 2019.

Contenziosi Cibran - Brasile

Con riferimento alla seconda delle sei domande giudiziali avviate da Cibran nei confronti di Ampla con riguardo agli anni dal 1987 al 2002, il 1° giugno 2015 è stata emessa una sentenza che ha condannato Ampla a un risarcimento pari a 80.000 real brasiliani (circa 19.000 euro) per danni morali, oltre al pagamento di danni materiali quantificati in 96.465.103 real brasiliani (circa 23 milioni di euro), oltre interessi. In data 8 luglio 2015 Ampla ha presentato appello avverso tale decisione dinanzi al Tribunal de Justiça de Rio de Janeiro. Quest'ultimo, con decisione del 6 novembre 2019, ha accolto l'appello di Ampla, rigettando tutte le pretese di Cibran.

Arbitrato Neoenergia - Brasile

In merito alla domanda arbitrale che Neoenergia ha presentato, in data 18 giugno 2018, nei confronti di Electropaulo (oggi Enel Distribuição São Paulo) dinanzi alla Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM) e avente a oggetto il Contratto di Investimento stipulato tra le due società in data 16 aprile 2018, si è in attesa dell'emissione della decisione.

Arbitrato Emgesa e Codensa - Colombia

In data 8 ottobre 2018 è stato notificato l'avvio da parte del GEB nei confronti di Enel Américas SA di un nuovo procedimento di arbitrato dinanzi alla Camara Arbitrale di Bogotá per un presunto inadempimento contrattuale in relazione alla mancata distribuzione di dividendi negli esercizi 2016, 2017 e 2018 nelle società Emgesa e Codensa e al mancato rispetto di alcune previsioni del patto parasociale. La nuova pretesa economica ammonta a circa 514 milioni di euro oltre interessi. Il procedimento si trova nella fase istruttoria.

Arbitrato SAPE (già Electrica) - Romania

In merito all'arbitrato avviato da SAPE dinanzi alla Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti di Enel SpA ed Enel Investment Holding BV per un presunto inadempimento contrattuale in relazione alla mancata distribuzione di dividendi nelle società E-Distribuție Muntenia ed Enel Energie Muntenia, con lodo del 3 maggio 2019, il Tribunale Arbitrale ha rigettato tutte le pretese di SAPE, ordinandole di corrispondere alle società convenute 400.000 dollari statunitensi a copertura delle spese arbitrali. SAPE ha corrisposto la suddetta somma in data 12 luglio 2019.

Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia

Con riguardo ai due procedimenti riuniti e avviati da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") e MH Manazment dinanzi ai tribunali slovacchi al fine di accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement a causa dell'asserito collegamento di quest'ultimo con il VEG Operating Agreement, quanto al primo giudizio di appello avviato da VV, si è in attesa di una decisione, mentre l'appello presentato da MH Manazment è stato respinto dalla Corte d'Appello di Bratislava in data 8 giugno 2019, confermando la decisione di primo grado a favore di Slovenské elektrárne ("SE"). Sempre in ambito locale, VV ha intentato diversi giudizi nei confronti di SE per l'accertamento di un asserito ingiustificato arricchimento da parte di quest'ultima (stimato in circa 360 milioni di euro, oltre a interessi) per il periodo 2006-2015. SE ha presentato domande riconvenzionali in tutti i menzionati procedimenti e, in particolare: (i) con riguardo agli anni 2006-2007-2008, all'udienza del 26 giugno 2019, il Tribunale di Bratislava ha rigettato le richieste di entrambe le parti per ragioni processuali. La sentenza di primo grado è stata appellata sia da VV sia da SE ed è in corso lo scambio di memorie; (ii) per il procedimento relativo al 2011, la prossima udienza è fissata il 12 dicembre 2019; (iii) in merito al procedimento del

2012, all'udienza del 24 aprile 2019, il Tribunale ha rigettato la domanda di VV che ha presentato successivamente appello il 21 giugno 2019 e il procedimento di appello è in corso di svolgimento. Infine, in un altro procedimento pendente innanzi il Tribunale di Bratislava, VV ha richiesto a SE la restituzione del corrispettivo per il trasferimento da SE a VV degli asset tecnologici dell'impianto di Gabčíkovo, avvenuto nell'ambito della privatizzazione, per un valore di circa 43 milioni di euro, oltre a interessi. Le parti hanno effettuato lo scambio di memorie. La prossima udienza è fissata il 19 novembre 2019.

Procedimento amministrativo e cautelare arbitrato Chucas

ICE ha impugnato il lodo emesso a dicembre 2017 davanti alle corti locali e in data 5 settembre 2019 è stata notificata a Chucas la sentenza con la quale è stato parzialmente accolto il ricorso di nullità di ICE limitatamente ad alcuni motivi formali del procedimento arbitrale e pertanto si dichiara la nullità dello stesso. In data 11 settembre 2019 Chucas ha presentato un "*recurso de aclaración y adición*" davanti allo stesso Tribunale e si è in attesa della relativa decisione.

GasAtacama Chile - Cile

Con riguardo al procedimento di appello avviato da GasAtacama Chile avverso il provvedimento con cui la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha irrogato in data 4 agosto 2016, una sanzione di 8,3 milioni di dollari statunitensi (circa 5,8 miliardi di pesos cileni), in data 9 aprile 2019, la Corte d'Appello ha emesso una sentenza che ha ridotto l'importo della multa irrogata da 8,7 milioni di dollari statunitensi a circa 431.900 dollari statunitensi (circa 290 milioni di pesos cileni). Sia GasAtacama Chile sia la SEC hanno impugnato questa decisione dinanzi alla Corte Suprema del Cile. Il 28 giugno 2019 si è tenuta un'udienza nella quale sono state ascoltate entrambe le parti. Si è in attesa dell'emissione della decisione.

12. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Enel completa il trasferimento di Reftinskaya GRES a Kuzbassenergo

Il 1° ottobre 2019 Enel SpA, annuncia il trasferimento, a partire dalla data odierna, della proprietà della centrale a carbone Reftinskaya GRES dalla sua controllata Enel Russia PJSC ("Enel Russia") a JSC Kuzbassenergo ("Kuzbassenergo"), società controllata da Siberian Generating Company.

Il passaggio di proprietà si è perfezionato a seguito della registrazione a livello federale del trasferimento della proprietà dei beni immobili di Reftinskaya GRES.

A fronte di un corrispettivo totale dell'operazione pari a 20,7 miliardi di rubli (circa 292 milioni euro), che tiene conto degli aggiustamenti contrattualmente previsti, a oggi Enel Russia ha ricevuto le prime due tranches, pari a un totale di 16,7 miliardi di rubli (circa 236 milioni di euro).

L'importo residuo verrà corrisposto una volta che Kuzbassenergo avrà ottenuto tutte le licenze e i permessi necessari alla gestione della centrale e, in ogni caso, entro un anno dal 1° ottobre. Fino ad allora, Enel Russia continuerà a gestire Reftinskaya GRES sulla base di un apposito contratto approvato dall'autorità antitrust russa.

È inoltre prevista un'eventuale componente, per un massimo di 3 miliardi di rubli (circa 42 milioni di euro), da versare entro cinque anni dalla data del trasferimento, al verificarsi di determinate condizioni.

Informativa sull'acquisto di azioni proprie a servizio del piano d'incentivazione a lungo termine

In relazione all'avvio di un programma di acquisto di azioni proprie a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019, il 1° ottobre 2019 Enel SpA ha informato di aver acquistato sul Mercato

Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA ("MTA"), nel periodo compreso tra il 23 e il 27 settembre 2019, n. 154.850 azioni proprie al prezzo medio ponderato di 6,72 euro per azione, per un controvalore complessivo di 1.040.519,42 euro.

L'8 ottobre, Enel SpA ha informato di aver acquistato su MTA, nel periodo compreso tra il 30 settembre e il 4 ottobre 2019, n. 294.400 azioni proprie al prezzo medio ponderato di 6,71 euro per azione, per un controvalore complessivo di 1.976.554,82 euro.

Enel colloca con successo il suo primo "General Purpose SDG Linked Bond"

Il 10 ottobre 2019 Enel Finance International NV ("EFI"), controllata da Enel SpA ("Enel"), ha lanciato sul mercato europeo un'emissione obbligazionaria "sostenibile" multi-tranche per un totale di 2,5 miliardi di euro destinata a investitori istituzionali, legata al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite. Si tratta del primo "General Purpose SDG Linked Bond" lanciato dal Gruppo Enel sul mercato europeo.

Il bond, garantito da Enel e lanciato nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie a medio termine di Enel ed EFI, ha ricevuto richieste in esubero per quasi quattro volte, totalizzando ordini per un ammontare pari a circa 10 miliardi di euro e una partecipazione significativa degli Investitori Socialmente Responsabili (SRI), permettendo al Gruppo Enel di continuare a diversificare la propria base di investitori.

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

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari Alberto De Paoli dichiara, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 2 del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2019 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Enel

Società per azioni

Sede legale in Roma

Viale Regina Margherita, 137