

An aerial photograph of a busy city street, likely in Rome, showing a wide pedestrian crossing and a road with white lane markings. The image is overlaid with a pattern of vertical stripes in a vibrant blue and a textured brown. Numerous people are seen walking across the street, their shadows cast long and dark. The overall composition suggests a theme of urban mobility and human activity.

**Resoconto intermedio di gestione
al 31 marzo 2019**

enel

Resoconto
intermedio
di gestione
al 31 marzo 2019





Indice

- > Enel is Open Power | 4
- > Premessa | 6
- > Modello organizzativo di Enel | 8
- > Sintesi dei risultati | 10
- > Risultati economici per area di attività | 21
 - > Italia | 26
 - > Iberia | 31
 - > Sud America | 35
 - > Europa e Affari Euro-Mediterranei | 39
 - > Nord e Centro America | 41
 - > Africa, Asia e Oceania | 44
 - > Altro, elisioni e rettifiche | 46
- > Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo | 47
- > Analisi della struttura finanziaria del Gruppo | 48
- > Fatti di rilievo del primo trimestre 2019 | 51
- > Scenario di riferimento | 55
- > Prevedibile evoluzione della gestione | 59

Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2019 61

- > Conto economico consolidato sintetico | 63
- > Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo | 64
- > Situazione patrimoniale consolidata sintetica | 65
- > Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato | 66
- > Rendiconto finanziario consolidato sintetico | 68
- > Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2019 | 69
- > Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 96





Enel is Open Power



VALORI

VISIONE

Open Power per risolvere le più
grandi sfide del nostro mondo

Fiducia

Proattività

MISSIONE

Apriamo l'accesso all'energia a **più persone**

Apriamo il mondo dell'energia alle **nuove tecnologie**

Ci apriamo a nuovi **usi dell'energia**

Ci apriamo a nuovi modi di gestire l'energia per la gente

Ci apriamo a nuove **partnership**





Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2019 è stato redatto in osservanza a quanto disposto 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 dei 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 consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico-finanziaria del Gruppo, nel presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2019, sono stati predisposti schemi riclassificati diversi dai prospetti previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo, nonché rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.

In merito a tali indicatori, il 3 dicembre 2015, 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 pubbli-

cati 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 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 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”;
- del “Benefici ai dipendenti”;
- dei “Fondi rischi e oneri (quota non corrente)”;
- delle “Passività per imposte differite”.

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

- della “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termi-

ne”, dei “Crediti per factoring”, dei “Titoli”, dei “Cash collateral” e degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”;

- delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”;
- dei “Finanziamenti a breve termine” e delle “Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine”;
- dei “Fondi rischi e oneri (quota corrente)”;
- degli “Altri debiti finanziari” inclusi nelle “Altre passività correnti”.

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

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle “Attività immobilizzate nette” e del “Capitale circolante netto”, dei “Fondi rischi e oneri”, delle “Passività per imposte differite” e delle “Attività per imposte anticipate”, nonché delle “Attività nette possedute per la vendita”.

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato:

- dai “Finanziamenti a lungo termine” e dai “Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine” e tenendo conto dei “Debiti finanziari a breve” inclusi nelle “Altre passività correnti”;
- al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”;
- al netto della “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine”, dei “Crediti per factoring”, dei “Cash collateral” e degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”;
- al netto dei “Titoli”, 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.



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, Sud America, Europa e Affari Euro-Mediterranei, Nord e Centro America, Africa, Asia

e Oceania), cui è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle 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.

Gestione end-to-end del business

Implementazione migliori pratiche

Efficienze in capex & opex

Allocazione di capitale

EBITDA

Clienti (commodity)

Stakeholder locali

Affari regolatori

Ricavi

Flussi di cassa

EBITDA

Presidente
P. Grieco

Amministratore Delegato
F. Starace

Funzioni di Holding

Amministrazione, Finanza e Controllo
A. De Paoli

Persone e Organizzazione
F. Di Carlo

Comunicazione
R. Deambrogio

Legale e Affari Societari
G. Fazio

Innovability
E. Ciorra

Audit
S. Fiori

Acquisti Globale
S. Bernabei

Soluzioni Digitali Globale
C. Bozzoli

Linee di Business Globali

Infrastrutture e Reti Globale | L. Gallo

Generazione Termoelettrica Globale | E. Viale

Trading Globale | C. Machetti

Enel Green Power | A. Cammisecra

Enel X | F. Venturini

Regioni e Paesi

Italia | C. Tamburi

Iberia | J.D. Bogas Gálvez

Sud America | M. Bezzeccheri

Europa e Affari Euro-Mediterranei | S. Mori

Nord e Centro America | A. Cammisecra

Africa, Asia e Oceania | A. Cammisecra





Sintesi dei risultati

Dati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	1° trimestre	
	2019	2018
Ricavi	20.891	18.946
Margine operativo lordo	4.548	4.037
Risultato operativo	2.981	2.538
Risultato netto del Gruppo e di terzi	1.650	1.528
Risultato netto del Gruppo	1.256	1.169
Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,12	0,11
Capitale investito netto	95.208	88.941 ⁽¹⁾
Indebitamento finanziario netto	45.093	41.089 ⁽¹⁾
Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	50.115	47.852 ⁽¹⁾
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,31	3,12 ⁽¹⁾
Cash flow da attività operativa	2.378	1.898
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	1.871 ⁽²⁾	1.229

(1) Dati al 31 dicembre 2018.

(2) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 marzo 2019 (150 milioni di euro al 31 marzo 2018).

I **ricavi** dei primi tre mesi del 2019 sono pari a 20.891 milioni di euro, con un incremento di 1.945 milioni di euro (+10,3%) rispetto all'analogo periodo del 2018. L'incremento è principalmente riferibile agli effetti derivanti dall'ingresso nel perimetro di consolidamento, nel mese di giugno 2018, di Enel Distribuição São Paulo (801 milioni di euro), ai maggiori ricavi per attività di trading di energia elettrica, e per vendita di combustibili, sostanzialmente per effetto dei maggiori volumi intermediati da Enel Global Trading, e all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica, da riferire principalmente all'incremento dei clienti acquisiti nel primo trimestre in Italia, Cile e Romania. Tali effetti sono in parte compensati dall'evoluzione negativa dei tassi di cambio in Sud America (267 milioni di euro), in particolare in Argentina. Si segnala, infine, che i ricavi del primo trimestre 2019 includono altri proventi per:

→ la plusvalenza relativa alla cessione della società Mercure Srl, società veicolo alla quale Enel Produzione aveva pre-

cedentemente conferito l'impianto a biomasse della Valle del Mercure (+108 milioni di euro);

- 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 Enel Green Power North America ("EGPNA") di alcune società cedute da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC ("EGPNA REP") nel corso del primo trimestre 2019;
- il rimborso previsto contrattualmente a seguito dell'esercizio dell'opzione di recesso, da parte di un grande cliente industriale, dalle forniture di energia elettrica da Enel Generación Chile (160 milioni di euro).

I ricavi del primo trimestre 2018 includevano il provento, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas.

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Italia	10.804	10.109	695	6,9%
Iberia	5.045	5.092	(47)	-0,9%
Sud America	4.255	3.086	1.169	37,9%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	638	602	36	6,0%
Nord e Centro America	359	234	125	53,4%
Africa, Asia e Oceania	38	24	14	58,3%
Altro, elisioni e rettifiche	(248)	(201)	(47)	-23,4%
Totale	20.891	18.946	1.945	10,3%

Il **marginale operativo lordo** del primo trimestre 2019, pari a 4.548 milioni di euro, rileva un incremento di 511 milioni di euro (+12,7%) rispetto all'analogo periodo del 2018. In particolare, il miglioramento è ascrivibile alle Linee di Business della distribuzione in Brasile (anche per effetto della variazione di perimetro dovuta all'acquisto nel giugno 2018 di Enel Distribuição São Paulo), a Enel Green Power in Nord America (in particolare per effetto del negative goodwill derivante dall'acquisizione di sette impianti operativi da EGPNA REP) e alla Generazione Termoelettrica e Trading in Italia (soprattutto per la cessione dell'impianto a biomasse della Valle del Mercure) nonché in Cile per effetto del provento derivante dal rimborso

ricevuto da un grande cliente industriale a seguito dell'esercizio dell'opzione di recesso dal contratto di fornitura con Enel Generación Chile. Nel primo trimestre 2019 il margine operativo lordo beneficia, inoltre, degli impatti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, in termini di minori costi per canoni di godimento beni di terzi per 61 milioni di euro, in quanto ricompresi nel valore dei diritti d'uso tra le attività materiali in leasing. Tali effetti incrementativi sono stati solo parzialmente compensati dalla riduzione del margine per effetto dell'evoluzione negativa dei tassi di cambio, in particolare in Sud America per 53 milioni di euro.

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Italia	2.016	1.943	73	3,8%
Iberia	908	859	49	5,7%
Sud America	1.321	1.012	309	30,5%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	106	126	(20)	-15,9%
Nord e Centro America	240	121	119	98,3%
Africa, Asia e Oceania	16	13	3	23,1%
Altro	(59)	(37)	(22)	-59,5%
Totale	4.548	4.037	511	12,7%

Il **marginale operativo lordo ordinario** ammonta a 4.454 milioni di euro, con un incremento di 545 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2018 (+13,9%). Nei primi tre mesi del 2019, la componente relativa a operazioni straordinarie è riferita alla plusvalenza relativa alla cessione dell'impianto a biomasse della Valle del Mercure (94 milioni

di euro al netto degli oneri di bonifica prevista contrattualmente del sito industriale), mentre nell'analogo periodo del 2018 l'unica partita straordinaria era relativa all'earn-out di 128 milioni di euro attinente alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas.





Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Italia	1.922	1.815	107	5,9%
Iberia	908	859	49	5,7%
Sud America	1.321	1.012	309	30,5%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	106	126	(20)	-15,9%
Nord e Centro America	240	121	119	98,3%
Africa, Asia e Oceania	16	13	3	23,1%
Altro	(59)	(37)	(22)	-59,5%
Totale	4.454	3.909	545	13,9%

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2019 ammonta a 2.981 milioni di euro, in incremento di 443 milioni di euro (+17,5%) rispetto all'analogo periodo del 2018; oltre agli impatti già commentati per il margine operativo lordo, tiene conto di maggiori ammortamenti e impairment per 68

milioni di euro, che includono anche la quota di ammortamento dei diritti d'uso su beni altrui (56 milioni di euro) 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.

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Italia	1.463	1.308	155	11,9%
Iberia	448	434	14	3,2%
Sud America	916	708	208	29,4%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	54	73	(19)	-26,0%
Nord e Centro America	160	59	101	-
Africa, Asia e Oceania	6	-	6	-
Altro	(66)	(44)	(22)	-50,0%
Totale	2.981	2.538	443	17,5%

Il **risultato operativo ordinario**, che non include le stesse partite escluse dal margine operativo lordo ordinario, am-

monta a 2.887 milioni di euro, con un incremento di 477 milioni di euro (+19,8%) rispetto all'analogo periodo del 2018.

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Italia	1.369	1.180	189	16,0%
Iberia	448	434	14	3,2%
Sud America	916	708	208	29,4%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	54	73	(19)	-26,0%
Nord e Centro America	160	59	101	-
Africa, Asia e Oceania	6	-	6	-
Altro	(66)	(44)	(22)	-50,0%
Totale	2.887	2.410	477	19,8%

Il **risultato netto del Gruppo** del primo trimestre 2019 ammonta a 1.256 milioni di euro, con un incremento di 87

milioni di euro (+7,4%) rispetto all'analogo periodo del 2018. L'incremento del risultato operativo è stato parzialmente

compensato dall'incremento degli oneri finanziari netti connessi agli interessi passivi sui maggiori prestiti obbligazionari e all'applicazione dell'IFRS 16, dai maggiori oneri per l'attualizzazione dei fondi rischi e oneri, in particolare quelli relativi ai benefici ai dipendenti in Spagna e Brasile, dai minori proventi derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto a seguito degli effetti connessi al riacquisto di alcune società di EGPNA REP e dal maggior carico fiscale. Quest'ultimo è riconducibile essenzialmente alla rilevazione nel 2018 delle imposte anticipate per perdite pregresse di 3Sun. Tale effetto del periodo precedente è in parte compensato dagli effetti positivi registrati nel primo trimestre 2019 per l'esercizio dell'opzione per il regime agevolato "revalúo impositivo" (40 milioni di euro) adottato dalle società di generazione Enel Generación Costanera e Central Dock Sud in Argentina. Tale regime consente, a

fronte del pagamento di una imposta sostitutiva ad aliquota ridotta, di beneficiare della maggiore deducibilità degli ammortamenti negli esercizi seguenti relativi alle attività rivalutate ai fini fiscali e per i quali sono state quindi iscritte imposte anticipate.

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** dei primi tre mesi del 2019 ammonta a 1.159 milioni di euro (1.041 milioni di euro nei primi tre mesi del 2018), con un aumento di 118 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2018 (+11,3%). Nella seguente tabella è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo e risultato netto del Gruppo ordinario del primo trimestre 2019, con evidenza degli elementi non ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Risultato netto del Gruppo	1.256	1.169	87	7,4%
Cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	-	(128)	128	-
Cessione della partecipazione di Enel Produzione in Mercure	(97)	-	(97)	-
Risultato netto del Gruppo ordinario ⁽¹⁾	1.159	1.041	118	11,3%

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

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 marzo 2019 è pari a 45.093 milioni di euro, in aumento di 4.004 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018. Al 31 marzo 2019, l'indebitamento finanziario netto presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,90 (0,86 al 31 dicembre 2018). Tale incremento si riconduce prevalentemente ai seguenti fenomeni:

- la prima applicazione IFRS 16 che ha comportato l'insorgere di un debito finanziario complessivo di 1.356 milioni di euro;
- l'acquisto di EGPNA REP che ha prodotto il consolidamento del debito delle società acquisite per 647 milioni di euro, oltre all'esborso di 225 milioni di euro;
- gli investimenti del periodo pari a 1.871 milioni di euro;
- l'effetto cambi sfavorevole per 660 milioni di euro;

→ il pagamento complessivo di dividendi per 1.757 milioni di euro.

Il maggiore indebitamento è stato in parte compensato dai positivi flussi di cassa generati dalla gestione, pari a 2,4 miliardi di euro.

Gli **investimenti**, pari a 1.871 milioni di euro nel primo trimestre 2019, evidenziano un incremento del 52,2% rispetto all'analogo periodo del 2018, riferito essenzialmente ai maggiori investimenti sulle reti di distribuzione in Italia, Spagna e Brasile, in Sud America per Enel Green Power, nonché a maggiori investimenti per impianti eolici e solari in Spagna, e per impianti fotovoltaici in Sudafrica, India e Zambia.





Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Italia	555	408	147	36,0%
Iberia	375	181	194	-
Sud America	439 ⁽¹⁾	321	118	36,8%
Europa e Affari Euro-Mediterranei	104	36 ⁽²⁾	68	-
Nord e Centro America	294	262 ⁽³⁾	32	12,2%
Africa, Asia e Oceania	81	1	80	-
Altro, elisioni e rettifiche	23	20	3	15,0%
Totale	1.871	1.229	642	52,2%

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

(2) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 136 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

1° trimestre

	Italia	Esteri	Totale	Italia	Esteri	Totale
	2019			2018		
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	11,0	48,1	59,1	13,1	49,1	62,2
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) ⁽¹⁾	57,3	70,0	127,3	57,2	58,9	116,1
Energia venduta da Enel (TWh)	26,1	51,0	77,1	27,2	45,1	72,3
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m³)	2,2	1,8	4,0	2,2	1,9	4,1
Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽²⁾	30.129	38.778	68.907	30.285	38.987	69.272

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

(2) Dati comparativi al 31 dicembre 2018.

L'energia netta prodotta da Enel nel primo trimestre 2019 è complessivamente pari a 59,1 TWh, in diminuzione del 5,0% rispetto all'analogo periodo del 2018; la variazione è da riferire al calo delle quantità prodotte in Italia (-2,1 TWh), principalmente imputabile alla minore produzione a carbone, nonché da fonte rinnovabile (in particolare idroelettrica), solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione a gas.

Minori quantità prodotte si registrano anche all'estero con un calo del 2,0% rispetto al primo trimestre 2018. In particolare, la minore produzione termoelettrica da fonte convenzionale in Iberia e Russia è stata solo parzialmente compensata dai maggiori volumi prodotti in Sud America.

ENERGIA ELETTRICA NETTA PRODOTTA PER FONTE (1° TRIMESTRE 2019)



L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel nel primo trimestre 2019 è complessivamente pari a 127,3 TWh, con un incremento di 11,2 TWh (+9,6%) che risente sostanzialmente dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo avvenuta nel giugno 2018.

testa a 77,1 TWh, con un incremento di 4,8 TWh (+6,6%) che risente delle maggiori vendite all'estero. In particolare, le maggiori vendite in Sud America (+8,0 TWh) sono state solo parzialmente compensate dalle minori vendite in Spagna (-1,2 TWh) e Romania (-0,9 TWh). In Italia si registra un decremento pari a 1,1 TWh.

L'energia venduta da Enel nel primo trimestre 2019 si at-

ENERGIA ELETTRICA VENDUTA PER AREA GEOGRAFICA (1° TRIMESTRE 2019)



Il **gas venduto** nel primo trimestre 2019 è pari a 4,0 miliardi di metri cubi, in diminuzione di 0,1 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Il **personale** del Gruppo Enel al 31 marzo 2019 è pari a 68.907 dipendenti, di cui il 56% impegnato nelle società

del Gruppo in Paesi diversi dall'Italia. La variazione del trimestre (-365 unità) è da riferirsi al saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (-476 unità) e alle variazioni di perimetro (+111 unità), tra cui si segnala l'acquisizione della società Tradewind negli Stati Uniti e la dismissione dell'impianto di Mercure Srl in Italia.



N.

	al 31.03.2019	al 31.12.2018
Italia	27.947	28.134
Iberia	9.824	9.763
Sud America	20.499	20.858
Europa e Affari Euro-Mediterranei	5.876	5.684
Nord e Centro America	1.880	2.232
Africa, Asia e Oceania	495	241
Altro	2.386	2.360
Totale	68.907	69.272

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Ricavi	20.891	18.946	1.945	10,3%
Costi	16.430	14.945	1.485	9,9%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	87	36	51	-
Margine operativo lordo	4.548	4.037	511	12,7%
Ammortamenti e impairment	1.567	1.499	68	4,5%
Risultato operativo	2.981	2.538	443	17,5%
Proventi finanziari	1.380	1.045	335	32,1%
Oneri finanziari	2.027	1.611	416	25,8%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(647)	(566)	(81)	-14,3%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(63)	37	(100)	-
Risultato prima delle imposte	2.271	2.009	262	13,0%
Imposte	621	481	140	29,1%
Risultato delle continuing operations	1.650	1.528	122	8,0%
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	1.650	1.528	122	8,0%
Quota di interessenza del Gruppo	1.256	1.169	87	7,4%
Quota di interessenza di terzi	394	359	35	9,7%

Ricavi

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Vendite energia elettrica	11.560	10.241	1.319	12,9%
Trasporto energia elettrica	2.572	2.482	90	3,6%
Corrispettivi da gestori di rete	228	242	(14)	-5,8%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	354	379	(25)	-6,6%
Vendite gas	1.686	1.641	45	2,7%
Trasporto gas	267	260	7	2,7%
Vendite di combustibili	2.746	2.533	213	8,4%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	215	1	214	-
Altri ricavi e proventi	1.263	1.167	96	8,2%
Totale	20.891	18.946	1.945	10,3%

Nel primo trimestre 2019 i ricavi da **vendite di energia elettrica** ammontano a 11.560 milioni di euro, con un incremento di 1.319 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+12,9%). Tale incremento è sostanzialmente da collegare ai seguenti fattori:

- maggiori ricavi da vendita dell'energia elettrica sul mercato regolato per 558 milioni di euro, in particolare in Brasile per l'ingresso di Enel Distribuição São Paulo nel perimetro di consolidamento;
- maggiori ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali sul mercato libero per 332 milioni di euro, principalmente per le maggiori quantità vendute in Italia relativamente ai clienti "business to business", e in Cile e in Romania per il forte incremento del numero di clienti a seguito di efficaci politiche commerciali;
- maggiori ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 130 milioni di euro, prevalentemente per l'incremento dei prezzi applicati alle vendite in Argentina con contratti bilaterali e di quelli applicati sui mercati delle Borse locali, in particolare in Spagna;
- maggiori ricavi per attività di trading di energia elettrica per 299 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei maggiori volumi intermediati in un contesto di rialzo dei prezzi nei mercati internazionali.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano nel primo trimestre 2019 a 2.572 milioni di euro, con un incremento di 90 milioni di euro, principalmente dovuto ai maggiori ricavi conseguiti in Italia e in Sud America prevalentemente per la variazione di perimetro.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nel primo trimestre 2019, a 354 milioni di euro, in riduzione di 25 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2018, sostanzialmente in Italia nell'ambito della generazione.

I ricavi per **vendite di gas** nel primo trimestre 2019 sono pari a 1.686 milioni di euro, con un incremento di 45 milioni di euro (+2,7%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, a seguito di un incremento del prezzo medio del gas.

I ricavi per **trasporto di gas** nel primo trimestre 2019 sono pari a 267 milioni di euro, con un incremento di 7 milioni di euro (+2,7%), registrando un andamento analogo a quello delle vendite della stessa commodity.

I ricavi per **vendite di combustibili** si attestano nel primo trimestre 2019 a 2.746 milioni di euro (2.533 milioni di euro nell'esercizio precedente), con un incremento di 213 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio 2018 (+8,4%). La variazione è dovuta principalmente ai maggiori volumi intermediati da Enel Global Trading a prezzi medi crescenti.

I ricavi per **plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita** si attestano nel primo trimestre 2019 a 215 milioni di euro (1 milione di euro nell'esercizio precedente), con un incremento di 214 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio 2018. La





variazione è dovuta principalmente:

- alla cessione, in data 1° marzo 2019, della partecipazione nella società controllata Mercure Srl che detiene l'impianto a biomasse della Valle del Mercure (108 milioni di euro) al confine tra Basilicata e Calabria;
- agli effetti positivi (per negative goodwill per un totale di 106 milioni di euro) dovuti alla riacquisizione delle interessenze di minoranza già detenute in talune società di EGPNA REP.

Gli **altri ricavi e proventi** si attestano nel primo trimestre 2019 a 1.263 milioni di euro (1.167 milioni di euro nell'esercizio precedente), con un incremento di 96 milioni di euro

rispetto all'analogo periodo dell'esercizio 2018 (+8,2%). La variazione è dovuta principalmente alle penali rilevate da Enel Generación Chile, pari a 160 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 nonché alle maggiori variazioni per lavori in corso di Enel Distribuição São Paulo, dal momento che è stata acquisita con decorrenza 6 giugno 2018.

Tale incremento è in parte compensato dai proventi rilevati nel primo trimestre 2018, pari a 128 milioni di euro, per l'indennizzo ricevuto da e-distribuzione connesso alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas.

Costi

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica	5.519	4.377	1.142	26,1%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	1.130	1.111	19	1,7%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	3.928	3.619	309	8,5%
Materiali	342	326	16	4,9%
Costo del personale	1.174	1.091	83	7,6%
Servizi e godimento beni di terzi	4.107	4.005	102	2,5%
Altri costi operativi	704	800	(96)	-12,0%
Costi capitalizzati	(474)	(384)	(90)	-23,4%
Totale	16.430	14.945	1.485	9,9%

I costi per **acquisto di energia elettrica** subiscono un incremento nel primo trimestre 2019 di 1.142 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2018, con un aumento del 26,1%. Tale andamento riflette soprattutto maggiori costi per acquisto sulla Borsa dell'energia elettrica (646 milioni di euro) e in particolare nella generazione in Italia e nelle società di distribuzione in Brasile, anche a seguito della variazione di perimetro dovuta all'acquisto di Enel Distribuição São Paulo nel corso del 2018.

Tale effetto è in parte compensato dai minori acquisti attraverso contratti bilaterali, prevalentemente da parte di Enel Global Trading.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi al primo trimestre 2019 sono pari a 1.130 milioni di euro, registrando un incremento di 19 milioni di euro (+1,7%) rispetto al valore dell'esercizio precedente. Tale incremento è dovuto principalmente all'aumento dei costi unitari dei combustibili, soprattutto in Russia.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano a 3.928 milioni di euro nel primo trimestre 2019, con un incremento di 309 milioni di euro rispetto al 2018. La variazione riflette principalmente un aumento dei costi medi di acquisto gas per vendite ai clienti finali, solo parzialmente compensato dal decremento dei costi di acquisto di gas per attività di trading.

I costi per **materiali** ammontano nel primo trimestre 2019 a 342 milioni di euro, con un incremento di 16 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2018, sostanzialmente per effetto dei maggiori oneri per l'acquisto di certificati ambientali.

Il **costo del personale** è pari nel primo trimestre 2019 a 1.174 milioni di euro, in aumento del 7,6% rispetto allo stesso periodo del 2018. La variazione è da riferire principalmente:

- ai maggiori costi connessi alle variazioni di perimetro di

consolidamento, prevalentemente riferibili all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (57 milioni di euro), avvenuta nel mese di giugno 2018;

→ ai maggiori costi per incentivi all'esodo per 32 milioni di euro sostenuti in Spagna.

Il **personale** del Gruppo Enel al 31 marzo 2019 è pari a 68.907 dipendenti, di cui 38.778 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso del primo trimestre 2019 si

decrementa di 365 unità per l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-476 unità), in particolare per effetto dei piani di incentivazione all'esodo avviati in Italia e in Brasile. Le variazioni di perimetro del periodo si riferiscono all'acquisizione di Tradewind negli Stati Uniti e alla dismissione dell'impianto del Mercure in Italia. La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2018 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2018	69.272
Assunzioni	798
Cessazioni	(1.274)
Variazioni di perimetro	111
Consistenza al 31 marzo 2019	68.907

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** del primo trimestre 2019 ammontano a 4.107 milioni di euro, con un incremento di 102 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2018, da riferire principalmente ai maggiori oneri connessi alle attività accessorie sviluppate dalla Linea di Business Enel X, in particolare in Brasile e Stati Uniti, e alle attività di costruzione sviluppate in Messico sugli impianti rinnovabili ceduti lo scorso anno, nonché agli effetti derivanti dalla variazione di perimetro per l'acquisto di Enel Distribuição São Paulo. Tale incremento è in parte compensato dai minori costi per godimento beni di terzi per 61 milioni di euro a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16.

Gli **altri costi operativi** nel primo trimestre 2019 ammontano a 704 milioni di euro, con un decremento di 96 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2018, in particolare in Spagna per minori tributi associati alla generazione di energia elettrica e per minori oneri relativi alle agevolazioni tariffarie da applicare ai clienti in condizioni economiche disagiate (Buono Sociale).

Nel primo trimestre 2019 i **costi capitalizzati** sono pari a 474 milioni di euro e registrano un incremento di 90 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2018, in particolare per effetto delle maggiori capitalizzazioni in Italia, Zambia e Sud America.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** del primo trimestre 2019 sono positivi per 87 milioni di euro (positivi per 36 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente). In parti-

colare, i proventi netti relativi al primo trimestre 2019 sono riconducibili alla valutazione al fair value dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 37 milioni di euro (29 milioni di euro positivi nel primo trimestre 2018) e ai proventi netti da contratti esitati nel periodo per 50 milioni di euro (7 milioni di euro positivi nel 2018).

Gli **ammortamenti e impairment** dei primi tre mesi 2019 sono pari a 1.567 milioni di euro, registrando un incremento di 68 milioni di euro. Tale incremento è ascrivibile, in particolare, all'applicazione del principio contabile IFRS 16 (56 milioni di euro), vale a dire alla 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.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2019 ammonta a 2.981 milioni di euro, con un incremento di 443 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti**, pari a 647 milioni di euro nel primo trimestre 2019, evidenziano un incremento di 81 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2018.

In particolare, tale variazione è sostanzialmente riferibile:

→ all'incremento delle differenze nette negative su cambio per 495 milioni di euro, parzialmente compensato dai maggiori proventi netti su strumenti finanziari derivati (a copertura sia dei tassi sia dei cambi) per 478 milioni di euro;

→ all'incremento degli interessi passivi netti per 27 milioni di euro, connesso prevalentemente all'aumento degli





interessi su prestiti obbligazionari soprattutto in Enel Finance International e nelle società del Sud America;

→ all'aumento degli oneri finanziari per attualizzazione dei fondi per rischi e oneri per 28 milioni di euro. Tale variazione è dovuta, prevalentemente, ai maggiori oneri di attualizzazione del fondo incentivi all'esodo (per 15 milioni di euro), essenzialmente nelle società spagnole, e ai maggiori oneri di attualizzazione per i fondi rischi e oneri diversi (per 10 milioni di euro) riferiti soprattutto a Enel Distribuição São Paulo;

→ all'incremento degli oneri per attualizzazione delle passività per benefici ai dipendenti per 19 milioni, che si riferisce prevalentemente a Enel Distribuição São Paulo. Tali effetti sono stati in parte compensati dalla rilevazione di proventi finanziari netti per 24 milioni di euro, a seguito dell'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate, nelle società argentine.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi tre mesi del 2019 è negativa per complessivi 63 milioni di euro ed evidenzia una riduzione di 100 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, in particolare per gli effetti derivanti dal riacquisto di alcune società da EGPNA REP.

Le **imposte** dei primi tre mesi del 2019 ammontano a 621 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 27,3% e risultano in aumento di 140 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il maggior carico fiscale del primo trimestre 2019 rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente risente essenzialmente dell'iscrizione di imposte anticipate nel 2018 (pari a 86 milioni di euro) per perdite pregresse di 3Sun, dal momento che se ne prevede la recuperabilità a seguito dell'avvenuta fusione con Enel Green Power SpA.

Tale impatto è solo in parte compensato dalle minori imposte (per 40 milioni di euro) rilevate dalle società di generazione Enel Generación Costanera e Central Dock Sud in Argentina, nel primo trimestre 2019, a seguito dell'esercizio dell'opzione per il regime agevolato del "*revalúo impositivo*". Tale regime consiste nell'applicare una rivalutazione monetaria, ai soli fini fiscali, a determinate attività materiali, che, a fronte del pagamento di una imposta sostitutiva, dà diritto a beneficiare di una maggiore deducibilità fiscale degli ammortamenti e, conseguentemente, all'iscrizione delle relative imposte anticipate.

Risultati economici per area di attività

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

In particolare, tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach", l'avvento della nuova Linea di Business Enel X ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dal 31 marzo 2018. Nel dettaglio, i risultati per settore di attività inclusi nel presente Resoconto intermedio di gestione sono costruiti identificando come "reporting

segment primario" la vista per Regioni e Paesi. Si segnala, infine, che sulla base dei criteri determinati dall'IFRS 8 si è anche tenuto conto della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal medesimo principio contabile internazionale e, pertanto:

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

→ la voce "Altro, elisioni e rettifiche", oltre a includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici intersettoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.

Holding

Regioni e Paesi	Linee di Business Globali					Business locali	
	 Infrastrutture e Reti	 Generazione Termoelettrica	 Trading e Upstream	 Enel Green Power	 Enel X	 Mercati finali	 Servizi
Italia							
Iberia							
Europa e Affari Euro-Mediterranei							
Africa, Asia e Oceania							
Nord e Centro America							
Sud America							



Il nuovo 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 al Gruppo 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 socie-

tà di generazione termoelettrica, e una nuova definizione delle aree geografiche (Italia, Iberia, Europa e Affari Euro-Mediterranei, Sud America, Nord e Centro America, Africa, Asia e Oceania, Central/Holding). Inoltre, la nuova struttura di business è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica, Trading, Infrastrutture e Reti, Enel Green Power, Enel X, Retail, Servizi e Holding.

Risultati per area di attività del primo trimestre 2019 e 2018

Primo trimestre 2019 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	10.611	5.035	4.199	636	358	38	14	20.891
Ricavi intersettoriali	193	10	56	2	1	-	(262)	-
Totale ricavi	10.804	5.045	4.255	638	359	38	(248)	20.891
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	119	(38)	(1)	-	7	-	-	87
Margine operativo lordo	2.016	908	1.321	106	240	16	(59)	4.548
Ammortamenti e impairment	553	460	405	52	80	10	7	1.567
Risultato operativo	1.463	448	916	54	160	6	(66)	2.981
Investimenti	555	375	439 ⁽²⁾	104	294	81	23	1.871

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

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

Primo trimestre 2018 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	9.926	5.082	3.084	581	234	24	15	18.946
Ricavi intersettoriali	183	10	2	21	-	-	(216)	-
Totale ricavi	10.109	5.092	3.086	602	234	24	(201)	18.946
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	45	(9)	(1)	(1)	2	-	-	36
Margine operativo lordo	1.943	859	1.012	126	121	13	(37)	4.037
Ammortamenti e impairment	635	425	304	53	62	13	7	1.499
Risultato operativo	1.308	434	708	73	59	-	(44)	2.538
Investimenti	408	181	321	36 ⁽²⁾	262 ⁽³⁾	1	20	1.229

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

(3) Il dato non include 136 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".





Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente alle Linee di Business Globali, classificando i risultati in base alla Linea di Business. Nella seguente tabella, il margine operativo lordo è

presentato per i due periodi a confronto, con l'obiettivo di assicurare una visibilità dei risultati non solo per Regione/ Paese, ma anche per Linea di Business.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Business locali						Linee di Business Globali					
	Mercati finali			Servizi			Generazione Termoelettrica e Trading			Infrastrutture e Reti		
	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione
Italia	683	668	15	41	24	17	134	(8)	142	893	956	(63)
Iberia	129	158	(29)	27	32	(5)	158	119	39	476	456	20
Sud America	-	-	-	(28)	(18)	(10)	246	119	127	503	417	86
Argentina	-	-	-	-	-	-	44	33	11	8	74	(66)
Brasile	-	-	-	(15)	(13)	(2)	46	24	22	276	151	125
Cile	-	-	-	(13)	(5)	(8)	113	22	91	57	60	(3)
Colombia	-	-	-	-	-	-	4	7	(3)	101	87	14
Perù	-	-	-	-	-	-	39	33	6	61	45	16
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europa e Affari Euro-Mediterranei	(22)	9	(31)	2	1	1	71	66	5	16	19	(3)
Romania	(22)	9	(31)	2	1	1	-	(1)	1	16	19	(3)
Russia	-	-	-	-	-	-	71	67	4	-	-	-
Slovacchia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord e Centro America	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Stati Uniti e Canada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Messico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Panama	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Africa, Asia e Oceania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sudafrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
India	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altro	-	-	-	2	3	(1)	(4)	(10)	6	(1)	1	(2)
Totale	790	835	(45)	44	42	2	605	286	319	1.887	1.849	38

Enel Green Power			Enel X			Altro			Totale		
2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione	2019	2018	Variazione
268	301	(33)	(3)	2	(5)	-	-	-	2.016	1.943	73
106	76	30	12	18	(6)	-	-	-	908	859	49
590	483	107	10	11	(1)	-	-	-	1.321	1.012	309
10	11	(1)	-	-	-	-	-	-	62	118	(56)
105	97	8	(1)	-	(1)	-	-	-	411	259	152
293	206	87	1	3	(2)	-	-	-	451	286	165
149	135	14	10	8	2	-	-	-	264	237	27
33	32	1	-	-	-	-	-	-	133	110	23
-	2	(2)	-	-	-	-	-	-	-	2	(2)
38	31	7	1	-	1	-	-	-	106	126	(20)
24	17	7	1	-	1	-	-	-	21	45	(24)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	71	67	4
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	14	-	-	-	-	-	-	-	14	14	-
251	138	113	(11)	(17)	6	-	-	-	240	121	119
177	60	117	(11)	(17)	6	-	-	-	166	43	123
42	30	12	-	-	-	-	-	-	42	30	12
23	34	(11)	-	-	-	-	-	-	23	34	(11)
9	14	(5)	-	-	-	-	-	-	9	14	(5)
17	13	4	(1)	-	(1)	-	-	-	16	13	3
16	12	4	-	-	-	-	-	-	16	12	4
2	1	1	-	-	-	-	-	-	2	1	1
(1)	-	(1)	(1)	-	(1)	-	-	-	(2)	-	(2)
(22)	(12)	(10)	(5)	(3)	(2)	(29)	(16)	(13)	(59)	(37)	(22)
1.248	1.030	218	3	11	(8)	(29)	(16)	(13)	4.548	4.037	511





Italia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Termoelettrica	6.069	7.405	(1.336)	-18,0%
Idroelettrica	3.037	3.783	(746)	-19,7%
Geotermoelettrica	1.405	1.421	(16)	-1,1%
Eolica	441	464	(23)	-5,0%
Altre fonti	14	35	(21)	-60,0%
Totale produzione netta	10.966	13.108	(2.142)	-16,3%

Nel primo trimestre 2019, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 10.966 milioni di kWh, registrando un decremento del 16,3% rispetto all'analogo periodo del 2018 (-2.142 milioni di kWh).

La variazione nei due periodi a confronto risente prevalentemente

della minore produzione da carbone a seguito delle condizioni di mercato particolarmente sfavorevoli per tale combustibile e della minore produzione da fonte idroelettrica a seguito delle più sfavorevoli condizioni di idraulicità riscontrate nel primo trimestre 2019.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2019		2018		Variazioni	
Gas naturale	2.298	34,9%	1.839	22,8%	459	25,0%
Carbone	4.183	63,5%	6.068	75,2%	(1.885)	-31,1%
Altri combustibili	104	1,6%	159	2,0%	(55)	-34,6%
Totale	6.585	100,0%	8.066	100,0%	(1.481)	-18,4%

La produzione termoelettrica lorda del primo trimestre 2019 si attesta a 6.585 milioni di kWh, registrando un decremento di 1.481 milioni di kWh (-18,4% rispetto al primo

trimestre 2018). Il decremento ha riguardato principalmente la produzione a carbone per effetto delle condizioni di mercato che hanno favorito l'uso di altri combustibili.

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	57.295	57.215	79	0,1%

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

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo trimestre 2019 registra un incremento di 79 milioni di kWh, pas-

sando da 57.215 milioni di kWh del primo trimestre 2018 a 57.295 milioni di kWh del primo trimestre 2019.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Mercato libero:				
- business to consumer	3.685	3.503	182	5,2%
- business to business	12.183	11.994	189	1,6%
- clienti in regime di salvaguardia	217	617	(400)	-64,9%
Totale mercato libero	16.085	16.114	(29)	-0,2%
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	10.013	11.044	(1.031)	-9,3%
TOTALE	26.098	27.158	(1.060)	-3,9%

L'energia venduta nel primo trimestre 2019 è pari a 26.098 milioni di kWh, con un decremento complessivo di 1.060 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. L'andamento risente della riduzione delle ven-

dite sul mercato regolato a seguito del passaggio di circa 1,7 milioni di clienti al mercato libero rispetto al primo trimestre 2018.

Vendite di gas naturale

Milioni di m³

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Business to consumer	1.488	1.496	(8)	-0,5%
Business to business	684	698	(14)	-2,0%
Totale	2.172	2.194	(22)	-1,0%

Il gas venduto nel primo trimestre 2019 è pari a 2.172 milioni di metri cubi, con un decremento di 22 milioni di metri cubi

rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio, ed è riferibile essenzialmente alle vendite ai clienti business.

Risultati economici

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Ricavi	10.804	10.109	695	6,9%
Margine operativo lordo	2.016	1.943	73	3,8%
Risultato operativo	1.463	1.308	155	11,9%
Investimenti	555	408	147	36,0%





Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business.

Ricavi

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	5.929	5.071	858	16,9%
Infrastrutture e Reti	1.832	1.987	(155)	-7,8%
Enel Green Power	437	493	(56)	-11,4%
Mercati finali	4.684	4.510	174	3,9%
Enel X	59	61	(2)	-3,3%
Servizi	293	286	7	2,4%
Elisioni e rettifiche	(2.430)	(2.299)	(131)	-5,7%
Totale	10.804	10.109	695	6,9%

I **ricavi** del primo trimestre 2019 ammontano a 10.804 milioni di euro, con un incremento di 695 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2018 (+6,9%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

→ maggiori ricavi da attività di **Generazione Termoelettrica e Trading** per 858 milioni di euro (+16,9%). Tale incremento è prevalentemente riconducibile a:

- maggiori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 298 milioni di euro, correlati essenzialmente a un incremento delle quantità intermedie (+1,5 TWh);
- maggiori ricavi da vendita di energia elettrica per 166 milioni di euro, sostanzialmente relativi ai maggiori volumi intermediati e all'incremento dei prezzi. In particolare, la variazione è da riferire prevalentemente ai maggiori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (41 milioni di euro) e alle maggiori vendite al business Mercati finali dell'Italia (121 milioni di euro), solo in parte compensati dai minori ricavi per vendita di energia tramite contratti bilaterali ad altri rivenditori nazionali (23 milioni di euro);
- maggiori ricavi per vendita di combustibili per 280 milioni di euro, prevalentemente riferiti alla vendita di gas;
- un incremento dei ricavi a seguito della rilevazione della plusvalenza (108 milioni di euro) per la cessione della centrale elettrica del Mercure avvenuta in data 1° marzo 2019;
- un incremento dei ricavi per la vendita dei diritti di emissione CO₂ per 17 milioni di euro;

→ minori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 155 milioni di euro (-7,8%), riferibili sostanzialmente:

- al decremento dei contributi da Cassa per i Servizi

Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 70 milioni di euro) a seguito dei minori volumi acquistati e della riduzione del contributo unitario rispetto al primo trimestre 2018;

- alla rilevazione del corrispettivo (128 milioni di euro) nel primo trimestre 2018 relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas;
- all'incremento dei ricavi relativi alla modifica regolatoria n. 654/15 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) (c.d. "lag regolatorio") per 14 milioni di euro e all'incremento dei ricavi di trasmissione; tali effetti sono stati solo in parte compensati dai minori ricavi riconosciuti dall'ARERA a seguito della pubblicazione nel primo trimestre 2019 delle tariffe di riferimento del 2018;
- ai maggiori ricavi per servizi di misura a produttori e trader;
- ai maggiori contributi di connessione per 13 milioni di euro;

→ minori ricavi da generazione della Linea di Business **Enel Green Power** per 56 milioni di euro a seguito delle minori quantità vendute;

→ maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 174 milioni di euro (+3,9%), connessi essenzialmente:

- all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 209 milioni di euro, da riferire principalmente all'incremento dei clienti business acquisiti nel primo trimestre 2019 (+0,4 TWh);
- ai maggiori ricavi per vendite di gas naturale ai clienti finali per 51 milioni di euro, da riferire all'incremento dei prezzi medi;
- ai minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 86 milioni di euro, dovuti principalmente al

decremento dei ricavi tariffari connessi al decremento delle quantità vendute (-1,0 TWh) e del numero dei clienti serviti (-9.5%);

→ minori ricavi per servizi a valore aggiunto per 2 milioni di euro e relativo alla Linea di Business **Enel X**.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	134	(8)	142	-
Infrastrutture e Reti	893	956	(63)	-6,6%
Enel Green Power	268	301	(33)	-11,0%
Mercati finali	683	668	15	2,2%
Enel X	(3)	2	(5)	-
Servizi	41	24	17	70,8%
Totale	2.016	1.943	73	3,8%

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre 2019 si attesta a 2.016 milioni di euro, registrando un incremento di 73 milioni di euro (+3,8%) rispetto ai 1.943 milioni di euro del primo trimestre 2018. Tale incremento è riconducibile essenzialmente:

- al maggior margine da **Generazione Termoelettrica e Trading** per 142 milioni di euro, da attribuire sostanzialmente alla plusvalenza della centrale elettrica del Mercure, già commentata nei ricavi, solo in parte compensata dai maggiori accantonamenti al fondo oneri ambientali di Enel Produzione, previsti dal contratto di cessione della centrale e relativi al sito industriale, nonché al miglioramento del margine combustibili;
- al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 63 milioni di euro (-6,6%), sostanzialmente riconducibile:
 - alla rilevazione nel primo trimestre 2018 del corrispettivo, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas, già commentato nei ricavi;
 - all'incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 11 milioni di euro, connesso ai maggiori ricavi a seguito della modifica regolatoria n. 654/15 ARERA (c.d. "lag regolatorio"), solo in parte compensato dai minori ricavi riconosciuti dall'ARERA a segui-

to della pubblicazione nel primo trimestre 2019 delle tariffe di riferimento del 2018;

- alla riduzione dei costi per l'acquisto di Titoli di Efficienza Energetica per effetto dei minori prezzi medi e dei minori volumi;
- al minor margine da generazione della Linea di Business **Enel Green Power** per 33 milioni di euro (-11,0%), da riferire alle minori quantità vendute e al minor margine dei servizi ancillari, solo in parte compensati dall'effetto prezzo;
- all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 15 milioni di euro (+2,2%), prevalentemente riferibile:
 - a un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 31 milioni di euro, da attribuire principalmente all'incremento dei ricavi e alla riduzione dei costi non direttamente attribuibili ai prodotti;
 - al decremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 16 milioni di euro, da riferire al decremento del margine per vendita e trasporto energia, solo in parte compensato dalla riduzione del costo del personale e dei costi per servizi;
- a un minor margine per servizi a valore aggiunto per 5 milioni di euro e relativo alla Linea di Business **Enel X**.





Risultato operativo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	70	(64)	134	-
Infrastrutture e Reti	632	690	(58)	-8,4%
Enel Green Power	195	228	(33)	-14,5%
Mercati finali	563	445	118	26,5%
Enel X	(10)	(4)	(6)	-
Servizi	13	13	-	-
Totale	1.463	1.308	155	11,9%

Il **risultato operativo** si attesta a 1.463 milioni di euro e, scontando minori ammortamenti e impairment per 82 milioni di euro, registra un incremento di 155 milioni di euro (+11,9%) rispetto ai 1.308 milioni di euro registrati nello

stesso periodo del 2018. Il decremento degli ammortamenti e impairment è riferito sostanzialmente ai Mercati finali a seguito delle minori svalutazioni dei crediti commerciali.

Investimenti

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	23	10	13	-
Infrastrutture e Reti	410	310	100	32,3%
Enel Green Power	36	37	(1)	-2,7%
Mercati finali	67	45	22	48,9%
Enel X	12	2	10	-
Servizi	7	4	3	75,0%
Totale	555	408	147	36,0%

Gli **investimenti** del primo trimestre 2019 ammontano a 555 milioni di euro, in incremento di 147 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile a:

- maggiori investimenti di **Generazione Termoelettrica e Trading** per 13 milioni di euro;
- maggiori investimenti di **Infrastrutture e Reti** per 100 milioni di euro, da riferire principalmente ad attività legate alla qualità del servizio e alle attività relative alla so-

stituzione dei contatori elettronici per la realizzazione del piano Open Meter;

- minori investimenti della Linea di Business **Enel Green Power** pari a 1 milione di euro;
- maggiori investimenti di **Mercati finali** per 22 milioni di euro, da riferire principalmente alla capitalizzazione dei costi per agenzie e tele seller come "contract costs";
- un incremento per 3 milioni di euro relativo ai **Servizi**.

Iberia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Termoelettrica	7.352	8.641	(1.289)	-14,9%
Nucleare	7.084	6.650	434	6,5%
Idroelettrica	1.483	2.047	(564)	-27,6%
Eolica	1.108	1.170	(62)	-5,3%
Altre fonti	5	4	1	25,0%
Totale produzione netta	17.032	18.512	(1.480)	-8,0%

La produzione netta effettuata nel primo trimestre 2019 è pari a 17.032 milioni di kWh, con un decremento di 1.480 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2018. Tale an-

damento riflette le minori disponibilità di risorse idriche ed eoliche, in parte compensate dalla maggiore generazione da fonte nucleare.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2019		2018		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.360	9,0%	1.479	9,2%	(119)	-8,0%
Gas naturale	1.232	8,1%	1.220	7,6%	12	1,0%
Carbone	4.250	28,1%	5.525	34,5%	(1.275)	-23,1%
Combustibile nucleare	7.376	48,8%	6.884	43,0%	492	7,1%
Altri combustibili	911	6,0%	896	5,7%	15	1,7%
Totale	15.129	100,0%	16.004	100,0%	(875)	-5,5%

La produzione termoelettrica lorda nel primo trimestre 2019 è pari a 15.129 milioni di kWh e registra un decremento di 875 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio prece-

dente, sostanzialmente per effetto del minor uso del carbone e dell'olio combustibile, in parte compensato da un maggior utilizzo del combustibile nucleare.

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	31.403	31.678	(275)	-0,9%

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

L'energia trasportata nel primo trimestre 2019 è pari a 31.403 milioni di kWh e registra un decremento di 275 mi-

lioni di kWh. Tale decremento è connesso essenzialmente alla minore domanda di energia elettrica.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Mercato libero	19.057	19.752	(695)	-3,5%
Mercato regolato	3.187	3.710	(523)	-14,1%
Energia venduta da Enel	22.244	23.462	(1.218)	-5,5%





Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel primo trimestre 2019 sono pari a 22.244 milioni di kWh,

con un decremento di 1.218 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2018.

Risultati economici

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Ricavi	5.045	5.092	(47)	-0,9%
Margine operativo lordo	908	859	49	5,7%
Risultato operativo	448	434	14	3,2%
Investimenti	375	181	194	-

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business.

Ricavi

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	1.524	1.491	33	2,2%
Infrastrutture e Reti	653	655	(2)	-0,3%
Enel Green Power	180	172	8	4,7%
Mercati finali	3.903	3.985	(82)	-2,1%
Enel X	57	49	8	16,3%
Servizi	81	121	(40)	-33,1%
Elisioni e rettifiche	(1.353)	(1.381)	28	2,0%
Totale	5.045	5.092	(47)	-0,9%

I **ricavi** del primo trimestre 2019 registrano un decremento di 47 milioni di euro; tale variazione è riconducibile a:

- maggiori ricavi da **Generazione Termoelettrica e Trading** per 33 milioni di euro, prevalentemente connessi all'aumento del prezzo di vendita dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso;
- un decremento dei ricavi di **Infrastrutture e Reti** per 2 milioni di euro, sostanzialmente a seguito della riduzione dei ricavi per servizi a valore aggiunto, solo parzialmente compensata dall'incremento dei ricavi per il trasporto dell'energia elettrica;

- maggiori ricavi della Linea di Business **Enel Green Power** per 8 milioni di euro, a seguito dei prezzi medi in crescita rispetto al medesimo periodo dell'anno scorso;
- minori ricavi sui **Mercati finali** per 82 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del calo dei consumi sia sul mercato libero sia sul mercato regolato dell'energia elettrica;
- maggiori ricavi relativi alla Linea di Business **Enel X** per 8 milioni di euro, riferiti prevalentemente a vendite per servizi a valore aggiunto.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	158	119	39	32,8%
Infrastrutture e Reti	476	456	20	4,4%
Enel Green Power	106	76	30	39,5%
Mercati finali	129	158	(29)	-18,4%
Enel X	12	18	(6)	-33,3%
Servizi	27	32	(5)	-15,6%
Totale	908	859	49	5,7%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 908 milioni di euro, con un incremento di 49 milioni di euro (5,7%) rispetto all'analogo periodo del 2018, a seguito:

- del maggior margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione Termoelettrica e Trading** per 39 milioni di euro, conseguente a quanto già commentato nei ricavi, cui si aggiunge una riduzione dei costi operativi di manutenzione e la riduzione delle tasse sulla produzione di energia elettrica (IVPEE) per la temporanea sospensione, introdotta dal regio decreto n. 15 del 5 ottobre 2018 per l'ultimo trimestre 2018 e il primo trimestre 2019, e contestuale eliminazione delle accise sull'utilizzo di idrocarburi per la produzione di energia elettrica;
- di un incremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 20 milioni di euro, prevalentemente a seguito dei minori costi operativi a seguito della digitalizzazione dei contatori elettronici, che più che compensano i minori ri-

cavi sopra commentati;

- del maggior margine della Linea di Business **Enel Green Power** per 30 milioni di euro, connesso ai maggiori ricavi nonché a un sostanziale decremento degli altri costi e in particolare delle tasse sulla produzione di energia elettrica sospese dal Governo Spagnolo con regio decreto dell'ottobre 2018;
- del decremento del margine operativo lordo sui **Mercati finali** per 29 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del significativo decremento delle quantità vendute, in parte compensato da una riduzione dei costi per approvvigionamento e trasporto energia elettrica;
- del minor margine relativo alla Linea di Business **Enel X** per 6 milioni di euro per servizi a valore aggiunto, dovuto all'incremento dei costi che più che compensa i maggiori ricavi conseguiti.

Risultato operativo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	(8)	(29)	21	72,4%
Infrastrutture e Reti	284	275	9	3,3%
Enel Green Power	65	38	27	71,1%
Mercati finali	91	108	(17)	-15,7%
Enel X	4	18	(14)	-77,8%
Servizi	12	24	(12)	-50,0%
Totale	448	434	14	3,2%

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2019, inclusivo di ammortamenti e impairment per 460 milioni di euro (425 milioni di euro nel primo trimestre 2018), è pari a 448 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2018,

un incremento di 14 milioni di euro, oltre che per quanto già commentato sopra, per effetto dei maggiori ammortamenti del periodo.





Investimenti

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Generazione Termoelettrica e Trading	30	26	4	15,4%
Infrastrutture e Reti	116	129	(13)	-10,1%
Enel Green Power	200	6	194	-
Mercati finali	13	14	(1)	-7,1%
Enel X	12	5	7	-
Servizi	4	1	3	-
Totale	375	181	194	-

Gli investimenti ammontano a 375 milioni di euro, con un incremento di 194 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo trimestre 2019 si riferiscono soprattutto alla costruzione di impianti di generazione da fonte rinnovabile

(200 milioni di euro), prevalentemente eolici e fotovoltaici, e a interventi sulla rete di distribuzione per attività legate al miglioramento della qualità del servizio, nonché a interventi per sub-stazioni, trasformatori e sostituzione degli apparati di misurazione (116 milioni di euro).

Sud America

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Termoelettrica	6.539	6.382	157	2,5%
Idroelettrica	8.879	8.465	414	4,9%
Eolica	1.311	1.019	292	28,7%
Altre fonti	830	746	84	11,3%
Totale produzione netta	17.559	16.612	947	5,7%
- di cui Argentina	3.690	3.761	(71)	-1,9%
- di cui Brasile	2.704	2.150	554	25,8%
- di cui Cile	5.475	5.118	357	7,0%
- di cui Colombia	3.462	3.279	183	5,6%
- di cui Perù	2.228	2.259	(31)	-1,4%
- di cui altri Paesi	-	45	(45)	-

La produzione netta realizzata nel primo trimestre 2019 è pari a 17.559 milioni di kWh, con un incremento di 947 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2018.

Tale variazione è principalmente attribuibile:

→ alla maggiore produzione da fonte idroelettrica ed eolica in Brasile e in Perù per le più favorevoli condizioni di idraulicità e per l'entrata in funzione di nuovi impianti;

→ alla maggiore produzione da fonte solare soprattutto in Brasile, che riflette l'aumento della potenza efficiente netta;

→ alla maggiore produzione da fonte termoelettrica in Cile e Colombia, in parte compensata dalla riduzione rilevata negli altri Paesi.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2019		2018		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	28	0,4%	65	1,0%	(37)	-56,9%
Gas naturale	5.492	81,0%	5.639	84,5%	(147)	-2,6%
Carbone	1.239	18,3%	912	13,6%	327	35,9%
Altri combustibili	23	0,3%	60	0,9%	(37)	-61,7%
Totale	6.782	100,0%	6.676	100,0%	106	1,6%

La produzione termoelettrica lorda nel primo trimestre 2019 è pari a 6.782 milioni di kWh e registra un incremento di 106 milioni di kWh. Tale variazione, relativa a una maggiore produzione in Cile e Colombia, è stata parzialmente

compensata dalla minore produzione negli altri Paesi a seguito del minor impiego di combustibili tradizionali, soprattutto in Argentina, Brasile e Perù.





Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	34.598	23.185	11.413	49,2%
- di cui Argentina	4.214	4.627	(413)	-8,9%
- di cui Brasile	20.618	9.128	11.490	-
- di cui Cile	4.110	4.000	110	2,8%
- di cui Colombia	3.505	3.409	96	2,8%
- di cui Perù	2.151	2.021	130	6,4%

L'energia trasportata nel primo trimestre 2019 è pari a 34.598 milioni di kWh e registra un incremento pari a 11.413 milioni di kWh, particolarmente concentrato in Brasile a se-

guito dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo, società di distribuzione elettrica brasiliana.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Energia venduta da Enel	26.846	18.844	8.002	42,5%
- di cui Argentina	3.488	3.857	(369)	-9,6%
- di cui Brasile	16.216	7.804	8.412	-
- di cui Cile	3.106	3.222	(116)	-3,6%
- di cui Colombia	2.272	2.240	32	1,4%
- di cui Perù	1.764	1.721	43	2,5%

L'energia venduta nel primo trimestre 2019 è pari a 26.846 milioni di kWh e registra un incremento pari a 8.002 milioni di kWh. Analogamente a quanto commentato sopra, l'in-

cremento è da ascrivere all'aumento delle vendite in Brasile a seguito dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo, in parte compensato da una riduzione negli altri Paesi.

Risultati economici

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Ricavi	4.255	3.086	1.169	37,9%
Margine operativo lordo	1.321	1.012	309	30,5%
Risultato operativo	916	708	208	29,4%
Investimenti	439 ⁽¹⁾	321	118	36,8%

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

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività.

Ricavi

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Argentina	363	432	(69)	-16,0%
Brasile	1.986	1.060	926	87,4%
Cile	1.026	777	249	32,0%
Colombia	561	527	34	6,5%
Perù	319	287	32	11,1%
Altri Paesi	-	3	(3)	-
Totale	4.255	3.086	1.169	37,9%

I **ricavi** del primo trimestre 2019 registrano un incremento di 1.169 milioni di euro che è da ricondurre principalmente a:

- minori ricavi in Argentina per 69 milioni di euro, sostanzialmente riferibili all'effetto cambio fortemente negativo derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro (184 milioni di euro), in parte compensato dagli incrementi tariffari della distribuzione per effetto della risoluzione n. 64 di ENRE e dalla rivalutazione per iperinflazione (IAS 29);
- maggiori ricavi in Brasile per 926 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del consolidamento per tutto il primo trimestre 2019 dei ricavi di Enel Distribuição São Paulo (801 milioni di euro) nonché dei maggiori ricavi, prevalentemente per incrementi tariffari, rilevati da Enel Distribuição Rio (65 milioni di euro) ed Enel Distribuição Goiás (44 milioni di euro). Tale incremento è stato in parte compensato dallo sfavorevole andamento del cambio (79 milioni di euro);

- un incremento dei ricavi in Cile per 249 milioni di euro, riferito prevalentemente a Enel Generación Chile (203 milioni di euro), in particolare per la penale, pari a 160 milioni di euro, dovuta all'esercizio del recesso anticipato, da parte di un grande cliente industriale, dal contratto a lungo termine per la fornitura di energia elettrica, nonché ai maggiori ricavi rilevati da Enel Distribución Chile (25 milioni di euro). Tale incremento è stato in parte compensato dallo sfavorevole andamento del cambio (22 milioni di euro);
- maggiori ricavi in Colombia per 34 milioni di euro, prevalentemente per effetto dell'incremento delle tariffe, in parte compensato dall'andamento negativo del cambio;
- un incremento dei ricavi in Perù per 32 milioni di euro, dovuto all'incremento della domanda da clienti liberi e all'effetto dell'indicizzazione tariffaria, cui si aggiunge quello del cambio positivo (17 milioni di euro).

Margine operativo lordo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Argentina	62	118	(56)	-47,5%
Brasile	411	259	152	58,7%
Cile	451	286	165	57,7%
Colombia	264	237	27	11,4%
Perù	133	110	23	20,9%
Altri Paesi	-	2	(2)	-
Totale	1.321	1.012	309	30,5%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.321 milioni di euro, con un incremento di 309 milioni di euro (30,5%) rispetto all'analogo periodo del 2018, a seguito di:

- un maggior margine operativo lordo in Cile per 165 milioni di euro, che dipende sostanzialmente dalla rilevazione

da parte di Enel Generación Chile dei ricavi per penali descritti in precedenza;

- un aumento del margine in Brasile per 152 milioni di euro, che risente del consolidamento del maggior margine di Enel Distribuição São Paulo (99 milioni di euro),





dell'incremento del margine di Enel Distribuição Goiás (35 milioni di euro) e di Enel Geração Fortaleza (30 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo in parte compensati dalla riduzione dei margini di Enel Distribuição Ceará (20 milioni di euro) dovuta a maggiori costi per acquisto energia da terze parti (43 milioni di euro), nonché dall'andamento negativo del tasso di cambio;

→ un maggior margine in Colombia per 27 milioni di euro, da attribuire al su citato aumento dei ricavi;

→ un incremento del margine operativo in Perù pari a 23 milioni di euro, che dipende prevalentemente dall'aumento dei ricavi per vendita energia a terze parti di Enel Distribución Perù (24 milioni di euro);

→ un decremento del margine operativo lordo in Argentina per 56 milioni di euro, dovuto alla su citata riduzione dei ricavi, e in particolar modo del margine di Edesur (66 milioni di euro).

Risultato operativo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Argentina	34	97	(63)	-64,9%
Brasile	201	129	72	55,8%
Cile	368	208	160	76,9%
Colombia	216	194	22	11,3%
Perù	97	79	18	22,8%
Altri Paesi	-	1	(1)	-
Totale	916	708	208	29,4%

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2019, inclusivo di ammortamenti e impairment per 405 milioni di euro (304 milioni di euro nel primo trimestre 2018), è pari a 916 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2018, un incremento di 208 milioni di euro. Tale andamento, oltre a essere influenzato dalle su citate variazioni positive

riguardanti Enel Generación Chile, è in parte compensato dall'incremento degli ammortamenti e impairment per 101 milioni di euro che dipendono maggiormente dalla variazione di perimetro connessa al consolidamento di Enel Distribuição São Paulo (61 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Argentina	46	32	14	43,8%
Brasile	222 ⁽¹⁾	143	79	55,2%
Cile	76	71	5	7,0%
Colombia	70	44	26	59,1%
Perù	25	31	(6)	-19,4%
Totale	439	321	118	36,8%

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

Gli **investimenti** ammontano a 439 milioni di euro, con un incremento di 118 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo trimestre 2019 si riferiscono soprattutto a

interventi sulle reti di distribuzione in Colombia, Argentina e Brasile, in quest'ultimo caso relativi soprattutto alla neo-acquisita Enel Distribuição São Paulo.

Europa e Affari Euro-Mediterranei

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Termoelettrica	9.311	9.673	(362)	-3,7%
Idroelettrica	19	19	-	-
Eolica	518	527	(9)	-1,7%
Altre fonti	31	28	3	10,7%
Totale produzione netta	9.879	10.247	(368)	-3,6%
- di cui Russia	9.311	9.673	(362)	-3,7%
- di cui altri Paesi	568	574	(6)	-1,0%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel primo trimestre 2019 è pari a 9.879 milioni di kWh, con un decremento di 368 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2018. Tale variazione è principalmente riferibile alla mi-

nore produzione da fonte termoelettrica in Russia (-3,7%), dovuta a un calo della produzione dall'impianto di Nevinomysskaya, e a una minore produzione da fonte eolica riscontrata in Romania.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh

1° trimestre

	2019		2018		Variazioni	
Gas naturale	5.072	51,6%	5.442	53,3%	(370)	-6,8%
Carbone	4.761	48,4%	4.775	46,7%	(14)	-0,3%
Totale	9.833	100,0%	10.217	100,0%	(384)	-3,8%

La produzione termoelettrica lorda del primo trimestre 2019 ha fatto registrare un decremento di 384 milioni di kWh ed è pari a 9.833 milioni di kWh.

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	4.014	3.993	21	0,5%

L'energia trasportata, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 21 milioni di kWh (+0,5%), passando da 3.993 milioni di kWh a 4.014 milioni di kWh nel primo trimestre 2019. L'incremento deriva principalmente

dall'aumento dei volumi distribuiti sui clienti residenziali (+48 GWh), parzialmente compensato da una riduzione sui clienti business (-27 GWh).

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Mercato libero	1.243	1.904	(661)	-34,7%
Mercato regolato	643	860	(217)	-25,2%
Totale energia venduta da Enel	1.886	2.764	(878)	-31,8%





Le vendite di energia effettuate nel primo trimestre 2019 registrano un decremento di 878 milioni di kWh, passando da 2.764 milioni di kWh a 1.886 milioni di kWh. Tale decremento

è interamente attribuibile alla Romania, dove sono diminuite le vendite sia nel mercato libero sia in quello regolato.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Ricavi	638	602	36	6,0%
Margine operativo lordo	106	126	(20)	-15,9%
Risultato operativo	54	73	(19)	-26,0%
Investimenti	104	36 ⁽¹⁾	68	-

(1) Il dato non include 14 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività.

Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Romania	357	298	59	19,8%
Russia	256	266	(10)	-3,8%
Altri Paesi	25	38	(13)	-34,2%
Totale	638	602	36	6,0%

I **ricavi** del primo trimestre 2019 risultano pari a 638 milioni di euro, con un incremento di 36 milioni di euro (+6,0%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

→ all'aumento dei ricavi in Romania per 59 milioni di euro, dovuto principalmente all'aumento dei prezzi per effetto della rinegoziazione dei contratti e ai maggiori volumi trasportati;

→ ai minori ricavi in Russia per 10 milioni di euro, prevalentemente riferibili al deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (17 milioni di euro);

→ alla diminuzione dei ricavi in altri Paesi per 13 milioni di euro, prevalentemente riferibile ai minori ricavi per vendite energia da parte di Enel Trade Croazia.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Romania	21	45	(24)	-53,3%
Russia	71	67	4	6,0%
Altri Paesi	14	14	-	-
Totale	106	126	(20)	-15,9%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 106 milioni di euro, registrando un decremento di 20 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2018. Tale andamento è relativo:

→ a un decremento del margine operativo lordo in Romania per 24 milioni di euro, che risente dei maggiori costi per

acquisto di energia sostenuti;

→ a un aumento del margine operativo lordo in Russia per 4 milioni di euro, sostanzialmente in linea con il primo trimestre 2018.

Risultato operativo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Romania	(10)	11	(21)	-
Russia	54	52	2	3,8%
Altri Paesi	10	10	-	-
Totale	54	73	(19)	-26,0%

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2019 è pari a 54 milioni di euro ed è in diminuzione di 19 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2018. Tale andamento riflette

quanto già commentato per il margine operativo lordo, dal momento che gli ammortamenti e gli impairment risultano in linea con quanto rilevato nel primo trimestre 2018.

Investimenti

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Romania	36	25	11	44,0%
Russia	33	11	22	-
Altri Paesi	35	-	35	-
Totale	104	36⁽¹⁾	68	-

(1) Il dato non include 14 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** ammontano a 104 milioni di euro, in aumento di 68 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento risente:

→ dei maggiori investimenti in Russia, riferiti a progetti eolici;

→ della riclassifica delle società di progetto relative al parco eolico Kafireas come non più disponibili per la vendita;
→ di un aumento degli investimenti in Romania, dovuto essenzialmente a interventi di manutenzione e sviluppo sulle reti di distribuzione di energia elettrica.

Nord e Centro America

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Idroelettrica	495	818	(323)	-39,5%
Geotermoelettrica	39	-	39	-
Eolica	2.695	2.400	295	12,3%
Altre fonti	68	169	(101)	-59,8%
Totale produzione netta	3.297	3.387	(90)	-2,7%
- di cui Stati Uniti e Canada	2.524	1.946	578	29,7%
- di cui Messico	300	654	(354)	-54,1%
- di cui Panama	358	593	(235)	-39,6%
- di cui altri Paesi	115	194	(79)	-40,7%





La produzione netta di energia elettrica effettuata nel primo trimestre 2019 è pari a 3.297 milioni di kWh, con un decremento di 90 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2018. Tale decremento è attribuibile prevalentemente alla minore generazione da fonte idroelettrica nella Repubblica di Panama (240 milioni di kWh) e Guatemala (43 milioni di kWh) a causa della scarsa idraulicità e alla minore generazione da fonte eolica (248 milioni di kWh)

e da fonte solare (106 milioni di kWh) in Messico conseguente alla cessione perfezionata a settembre 2018 degli otto impianti eolici del Progetto Kino. Tale andamento è in parte compensato dalla maggiore generazione negli Stati Uniti e Canada da fonte eolica (544 milioni di kWh) e da fonte geotermica (39 milioni di kWh). A tali variazioni si aggiunge un lieve incremento nella Repubblica di Panama da fonte solare (5 milioni di kWh).

Risultati economici

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Ricavi	359	234	125	53,4%
Margine operativo lordo	240	121	119	98,3%
Risultato operativo	160	59	101	-
Investimenti	294	262 ⁽¹⁾	32	12,2%

(1) Il dato non include 136 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel primo trimestre 2019.

Ricavi

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	245	132	113	85,6%
Messico	59	41	18	43,9%
Panama	41	42	(1)	-2,4%
Altri Paesi	14	19	(5)	-26,3%
Totale	359	234	125	53,4%

I **ricavi** del primo trimestre 2019 ammontano a 359 milioni di euro, con un incremento di 125 milioni di euro (53,4%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, in parte legato al favorevole andamento del cambio. Tale variazione è connessa:

→ all'incremento dei ricavi in Nord America per 113 milioni di euro, da riferirsi principalmente al negative goodwill derivante dall'acquisizione da parte di EGPNA di sette impianti operativi da EGPNA REP (106 milioni di euro), nonché ai maggiori ricavi da tax partnership come conseguenza dello sviluppo di nuovi impianti di EGPNA (6 milioni di euro);

→ ai maggiori ricavi in Messico per 18 milioni di euro, da riferire principalmente ai ricavi da prestazioni effettuate nei confronti delle società di progetto messicane parzialmente cedute, con perdita di controllo, a settembre 2018 (24 milioni di euro), in parte compensati dai minori ricavi legati alle minori quantità di energia elettrica prodotte, così come commentato nei dati quantitativi;

→ ai minori ricavi nella Repubblica di Panama e negli altri Paesi del Centro America, dovuti alle suddette minori quantità prodotte.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	166	43	123	-
Messico	42	30	12	40,0%
Panama	23	34	(11)	-32,4%
Altri Paesi	9	14	(5)	-35,7%
Totale	240	121	119	98,3%

Il **margine operativo lordo** ammonta, nel primo trimestre 2019, a 240 milioni di euro, in incremento di 119 milioni di euro (98,3%) rispetto all'analogo periodo del 2018. Tale incremento è riferibile:

→ al maggior margine realizzato in Nord America per 123 milioni di euro, da ricondurre ai maggiori ricavi sopra commentati, cui si aggiunge l'effetto positivo della riduzione dei costi operativi;

→ all'incremento del margine del Messico per 12 milioni di euro, relativo ai maggiori ricavi sopra commentati, in parte compensati da maggiori costi per realizzazione di lavori e servizi su ordinazione.

→ al decremento del margine nella Repubblica di Panama per 11 milioni di euro, per quanto sopra commentato nei ricavi e per maggiori costi di approvvigionamento di energia elettrica.

Risultato operativo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	103	2	101	-
Messico	36	19	17	89,5%
Panama	20	31	(11)	-35,5%
Altri Paesi	1	7	(6)	-85,7%
Totale	160	59	101	-

Il **risultato operativo**, pari a 160 milioni di euro, registra un incremento di 101 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e impairment per 18 milioni di euro connessi

all'entrata in funzione in Nord America e Messico di nuovi impianti.

Investimenti

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	194	252	(58)	-23,0%
Messico	100	9 ⁽¹⁾	91	-
Panama	-	1	(1)	-
Altri Paesi	-	-	-	-
Totale	294	262	32	12,2%

(1) Il dato non include 136 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del primo trimestre 2019 ammontano a 294 milioni di euro, con un incremento di 32 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, da attribuire ai maggiori investimenti in impianti eolici in Messico e Canada, parzialmente compensati dai minori investimenti negli Stati Uniti. Gli investimenti del primo trimestre si riferi-

scono prevalentemente agli impianti di High Lonesome (56 milioni di euro), Roadrunner (26 milioni di euro), Whitney Hill (21 milioni di euro), Riverview (22 milioni di euro), White Cloud (17 milioni di euro), Dolores (48 milioni di euro), Parque Amistad (35 milioni di euro) e Magdalena (16 milioni di euro).





Africa, Asia e Oceania

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Eolica	201	182	19	10,4%
Altre fonti	162	158	4	2,5%
Totale	363	340	23	6,8%
- di cui Sudafrica	314	306	8	2,6%
- di cui India	49	34	15	44,1%

La produzione netta è pari nel primo trimestre 2019 a 363 milioni di kWh, con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2018 di 23 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore produzione di

energia eolica realizzata soprattutto in India (+15 milioni di kWh) per le condizioni meteorologiche favorevoli. In lieve incremento è anche la produzione eolica e solare in Sudafrica.

Risultati economici

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Ricavi	38	24	14	58,3%
Margine operativo lordo	16	13	3	23,1%
Risultato operativo	6	-	6	-
Investimenti	81	1	80	-

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel primo trimestre 2019.

Ricavi

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Sudafrica	35	22	13	59,1%
India	2	2	-	-
Altri Paesi	14	-	14	-
Elisioni e rettifiche	(13)	-	(13)	-
Totale	38	24	14	58,3%

I **ricavi** del primo trimestre 2019 ammontano a 38 milioni di euro, con un incremento di 14 milioni di euro rispetto

allo stesso periodo dell'esercizio precedente per l'ingresso nell'area delle nuove società della Linea di Business Enel X.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Sudafrica	16	12	4	33,3%
India	2	1	1	-
Altri Paesi	(2)	-	(2)	-
Totale	16	13	3	23,1%

Il **margine operativo lordo** ammonta nel primo trimestre 2019 a 16 milioni di euro, in incremento di 3 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2018 a seguito del miglior

margine registrato in Sudafrica in conseguenza di una minore incidenza dei costi per servizi.

Risultato operativo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Sudafrica	8	-	8	-
India	1	-	1	-
Altri Paesi	(3)	-	(3)	-
Totale	6	-	6	-

Il **risultato operativo** registra un incremento di 6 milioni di euro, tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 3 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Sudafrica	19	1	18	-
India	49	-	49	-
Altri Paesi	13	-	13	-
Totale	81	1	80	-

Gli **investimenti** del primo trimestre 2019 ammontano a 81 milioni di euro, in incremento di 80 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti

si riferiscono principalmente a impianti fotovoltaici in Sudafrica (Round 4), India (Coral) e Zambia (Scaling Solar).





Altro, elisioni e rettifiche

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Ricavi (al netto delle elisioni)	132	127	5	3,9%
Margine operativo lordo	(59)	(37)	(22)	-59,5%
Risultato operativo	(66)	(44)	(22)	-50,0%
Investimenti	23	20	3	15,0%

I **ricavi** del primo trimestre 2019, al netto delle elisioni, risultano pari a 132 milioni di euro, con un incremento di 5 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (+3,9%).

La variazione è riferibile sostanzialmente:

- all'incremento delle management fee su servizi prestati ad altre Linee di Business del Gruppo;
- ai più alti ricavi rilevati nel segmento Central dalla Funzione Global di Enel Italia;
- ai maggiori ricavi registrati dalla Linea di Business Enel X.

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre 2019, negativo per 59 milioni di euro, registra un decremento di 22 milioni di euro. Tale decremento è principalmente connesso alla riduzione della marginalità unitaria dei servizi forniti.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2019, negativo per 66 milioni di euro, risulta in riduzione di 22 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, in considerazione di quanto sopra citato.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre 2019 registrano un incremento di 3 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2018 e sono relativi prevalentemente alla Linea di Business Enel X.

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 31.03.2019	al 31.12.2018	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	99.528	95.780	3.748	3,9%
- avviamento	14.365	14.273	92	0,6%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.052	2.099	(47)	-2,2%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(5.490)	(5.696)	206	3,6%
Totale attività immobilizzate nette	110.455	106.456	3.999	3,8%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	15.476	13.587	1.889	13,9%
- rimanenze	2.814	2.818	(4)	-0,1%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.748)	(3.200)	(548)	-17,1%
- altre attività/(passività) correnti nette	(7.530)	(7.589)	59	-0,8%
- debiti commerciali	(12.505)	(13.387)	882	6,6%
Totale capitale circolante netto	(5.493)	(7.771)	2.278	29,3%
Capitale investito lordo	104.962	98.685	6.277	6,4%
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(3.202)	(3.187)	(15)	-0,5%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.796)	(6.838)	42	0,6%
Totale fondi diversi	(9.998)	(10.025)	27	0,3%
Attività nette possedute per la vendita	244	281	(37)	-13,2%
Capitale investito netto	95.208	88.941	6.267	7,0%
Patrimonio netto complessivo	50.115	47.852	2.263	4,7%
Indebitamento finanziario netto	45.093	41.089	4.004	9,7%

Il *capitale investito netto* al 31 marzo 2019 è pari a 95.208 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 50.115 milioni di euro e dall'indebitamento

finanziario netto per 45.093 milioni di euro. Quest'ultimo al 31 marzo 2019 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,90 (0,86 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 31.03.2019	al 31.12.2018	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	9.168	8.819	349	4,0%
- obbligazioni	39.194	38.633	561	1,5%
- debiti verso altri finanziatori	2.566	1.531	1.035	67,6%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>50.928</i>	<i>48.983</i>	<i>1.945</i>	<i>4,0%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(3.037)	(3.272)	235	7,2%
Indebitamento netto a lungo termine	47.891	45.711	2.180	4,8%
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.571	1.830	(259)	-14,2%
- altri finanziamenti a breve verso banche	809	512	297	58,0%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>2.380</i>	<i>2.342</i>	<i>38</i>	<i>1,6%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	2.408	1.341	1.067	79,6%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	381	196	185	94,4%
Commercial paper	4.723	2.393	2.330	97,4%
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	386	301	85	28,2%
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	345	438	(93)	-21,2%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>8.243</i>	<i>4.669</i>	<i>3.574</i>	<i>76,5%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.661)	(1.522)	(139)	-9,1%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	-	-	-	-
Crediti finanziari - cash collateral	(2.468)	(2.559)	91	3,6%
Altri crediti finanziari a breve termine	(762)	(859)	97	11,3%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(8.530)	(6.693)	(1.837)	-27,4%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(13.421)</i>	<i>(11.633)</i>	<i>(1.788)</i>	<i>-15,4%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(2.798)	(4.622)	1.824	39,5%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	45.093	41.089	4.004	9,7%
Indebitamento finanziario “Attività classificate come possedute per la vendita”	418	362	56	15,5%

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

L'*indebitamento finanziario netto* è pari a 45.093 milioni di euro al 31 marzo 2019, con un incremento di 4.004 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018.

L'*indebitamento finanziario netto* a lungo termine registra un incremento di 2.180 milioni di euro, dovuto essenzialmente all'incremento dell'*indebitamento lordo* di 1.945 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- i finanziamenti bancari, pari a 9.168 milioni di euro, registrano un incremento di 349 milioni di euro dovuto principalmente alla concessione di nuovi finanziamenti agevolati concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti a Endesa SA per un valore di 335 milioni di euro e al tiraggio di finanziamenti in dollari statunitensi e real brasiliani da parte di società sudamericane per un controvalore di 221 milioni di euro. Tale incremento è parzialmente compensato dalla riclassifica nella quota corrente dei finanziamenti bancari a lungo termine;
- le obbligazioni, pari a 39.194 milioni di euro, registrano un incremento di 561 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018. Tale variazione è principalmente dovuta alle nuove emissioni di prestiti obbligazionari, tra le quali si segnala il green bond emesso a gennaio 2019 da Enel Finance International per un ammontare pari a 1.000 milioni di euro, e a differenze negative di cambio intercorse nel periodo; tali incrementi sono parzialmente compensati dalla riclassifica nella quota corrente di 748 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario ibrido in euro, emesso da Enel SpA nel 2014 con prima opzione di rimborso anticipato nel mese di gennaio 2020, di 100 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario emesso da Enel Finance International nel 2009, con scadenza nel mese di gennaio 2020, e di 481 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario emesso da Enel Finance International nel 2012, con scadenza nel mese di marzo 2020;
- i debiti verso altri finanziatori, pari a 2.566 milioni di euro al 31 marzo 2019, evidenziano un incremento di 1.035 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018. Tale incremento tiene conto dell'impatto sull'*indebitamento finan-*

ziario dovuto all'adozione del nuovo principio contabile "IFRS 16 - Leasing", pari a 1.356 milioni di euro al 1° gennaio 2019.

L'*indebitamento finanziario netto* a breve termine evidenzia una posizione creditoria pari a 2.798 milioni di euro al 31 marzo 2019, con un decremento di 1.824 milioni di euro rispetto a fine 2018. Tale variazione è la risultante dell'incremento dei debiti bancari a breve termine per 38 milioni di euro e dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 3.574 milioni di euro, solo parzialmente compensati dall'incremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve termine per complessivi 1.788 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 8.243 milioni di euro, sono incluse le emissioni di commercial paper in capo principalmente a Enel Finance International, International Endesa BV ed Enel Finance America, per un valore totale pari a 4.723 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi, pari a 2.408 milioni di euro.

Si segnala che nel corso del primo trimestre 2019 sono stati rimborsati 170 milioni di euro relativi al controvalore di emissioni locali delle società sudamericane.

Infine, la consistenza dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti "over the counter" su tassi, cambi e commodity risulta pari a 2.468 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati dalle stesse controparti è pari a 386 milioni di euro.

Le disponibilità e i crediti finanziari a breve termine, pari a 13.421 milioni di euro, aumentano di 1.788 milioni di euro rispetto a fine 2018, per effetto congiunto del decremento degli altri crediti finanziari a breve termine per 97 milioni di euro e dei cash collateral versati per 91 milioni di euro, ampiamente compensati dall'incremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 1.837 milioni di euro.





Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** nel primo trimestre 2019 è positivo per 2.378 milioni di euro, evidenziando un miglioramento di 480 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento trova giustificazione nel miglioramento dei risultati economici, nonché nel miglioramento del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nel primo trimestre 2019 ha assorbito liquidità per 1.924 milioni di euro, mentre nei primi tre mesi 2018 ne aveva assorbita per 1.364 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali, immateriali e attività derivanti da contratti con i clienti non correnti, pari a 1.872 milioni di euro, registrano un incremento pari a 493 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è prevalentemente riconducibile ai maggiori investimenti effettuati nella rete di distribuzione di energia elettrica in Italia, Spagna e Sud America, nonché a un incremento nel settore delle energie rinnovabili, generalizzato in tutti i Paesi.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 223 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisizione, tramite EGPNA, del 100% di sette impianti operativi da fonti rinnovabili, per il 50% dalla 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 166 milioni di euro e si riferiscono alla cessione del ramo relativo alla centrale di Mercure.

Il flusso di cassa generato dalle altre attività di investimento/disinvestimento nel primo trimestre 2019 è positivo per 5 milioni di euro.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha generato liquidità per complessivi 1.360 milioni di euro. Nei primi tre mesi 2018 aveva assorbito liquidità per 2.498 milioni di euro. Il flusso del primo trimestre 2019 è essenzialmente riferito:

- all'incremento dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) per 3.127 milioni di euro;
- al pagamento dei dividendi per 1.757 milioni di euro, che includono per 1.423 milioni di euro il pagamento dell'acconto sul dividendo pari a 0,105 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 6 novembre 2018;
- a operazioni su non controlling interest per 10 milioni di euro, connessi all'esercizio della put relativa alle società messicane Stipa Nayaa ed Eólica Zopiloapan

Pertanto, nei primi tre mesi 2019 il cash flow generato dall'attività operativa, pari a 2.378 milioni di euro, nonché dall'attività di finanziamento (1.360 milioni di euro), hanno più che fronteggiato i fabbisogni legati all'attività di investimento (1.924 milioni di euro). La differenza positiva trova riscontro nell'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che, al 31 marzo 2019, risultano pari a 8.562 milioni di euro a fronte dei 6.713 milioni di euro di inizio 2019. Tale ultima variazione include per 35 milioni di euro un effetto positivo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro.

Fatti di rilievo del primo trimestre 2019

Emissione di un nuovo green bond in Europa per 1 miliardo di euro

In data 14 gennaio 2019 Enel Finance International NV ("EFI"), società finanziaria del Gruppo controllata da Enel SpA ("Enel", rating BBB+ per Standard & Poor's, Baa2 per Moody's, BBB+ per Fitch), ha collocato con successo sul mercato europeo il suo terzo green bond, destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel. L'emissione ammonta a complessivi 1.000 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza, in data 21 luglio 2025, e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari a 1,500%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di luglio, a partire da luglio 2019. Il prezzo di emissione è stato fissato in 98,565% e il rendimento effettivo a scadenza è pari a 1,736%. La data prevista per il regolamento dell'emissione è il 21 gennaio 2019.

Si prevede che il green bond sia quotato sul mercato regolamentato della Borsa d'Irlanda, sul mercato regolamentato della Borsa del Lussemburgo e sia ammesso a negoziazione sul sistema multilaterale di negoziazione "ExtraMOT PRO" organizzato e gestito da Borsa Italiana. Si prevede, inoltre, che al green bond vengano assegnati rating in linea con quelli di Enel.

L'operazione ha raccolto adesioni per un importo superiore a 4,2 miliardi di euro, con una partecipazione significativa dei cosiddetti "Investitori Socialmente Responsabili" (SRI), e ha permesso al Gruppo di continuare a diversificare la propria base di investitori.

Funac

Con la 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-D (oggi Enel Distribuição Goiás) di compensare l'ICMS (IVA) con un

credito fiscale a fronte di investimenti di Enel Distribuição Goiás per lo sviluppo e la manutenzione della propria rete. Il 25 febbraio 2019 Enel Distribuição Goiás 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. Enel Distribuição Goiás ha presentato appello avverso questa decisione e il procedimento è attualmente in corso.

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. Enel Distribuição Goiás avvierà un procedimento legale per contestare la legge in questione.

Accordo per la vendita di 540 MW di capacità rinnovabile in Brasile per 700 milioni di euro

In data 16 gennaio 2019 Enel SpA ("Enel"), tramite la sua controllata per le rinnovabili Enel Green Power Brasil Participações Ltda ("EGP Brasile"), ha siglato un accordo con la società cinese CGN Energy International Holdings Co. Limited ("CGNEI") per la vendita del 100% di tre impianti rinnovabili, per una capacità complessiva di 540 MW. Il corrispettivo totale dell'operazione, da pagare al closing, è pari all'enterprise value degli impianti e ammonta a circa 2,9 miliardi di real brasiliani, equivalenti a circa 700 milioni di euro al tasso di cambio attuale.

I tre impianti brasiliani oggetto della cessione, tutti già in esercizio, sono i parchi solari di Nova Olinda (292 MW) e Lapa (158 MW), negli stati nordorientali di Piauí e Bahia, rispettivamente, oltre al parco eolico di Cristalândia (90 MW), sempre a Bahia.





Enel Green Power España avvia la costruzione di 90 MW di nuova capacità eolica in Spagna

Enel Green Power España ha avviato la costruzione di tre parchi eolici con una capacità complessiva di circa 90 MW ripartita fra le municipalità di Allueva, Fonfría, Mezquita de Jarque, Fuentes Calientes, Cañada Vellida e Rillo nella provincia spagnola di Teruel, in Aragona. L'investimento totale nei tre impianti è pari a circa 88 milioni di euro. I tre parchi eolici entreranno in esercizio entro la fine del 2019 e, una volta completati, genereranno oltre 295 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di circa 196.000 tonnellate di CO₂ l'anno. La capacità prevista del parco di Allueva (7 turbine) supera i 25 MW, mentre quella del parco eolico Sierra Pelarda (4 turbine), a Fonfría, è di circa 15 MW. Il più grande dei tre impianti, Sierra Costera I (14 turbine), avrà una capacità di circa 50 MW e sarà ubicato nelle municipalità di Mezquita de Jarque, Fuentes Calientes, Cañada Vellida e Rillo.

Il CdA di Enel Américas convoca l'Assemblea straordinaria per un aumento di capitale fino a 3,5 miliardi di dollari USA

In data 28 febbraio 2019 Enel SpA ("Enel" o la "Società") informa che il Consiglio di Amministrazione della controllata cilena Enel Américas SA ("Enel Américas"), di cui Enel possiede il 51,8% del capitale, convocando per il 30 aprile l'Assemblea straordinaria degli azionisti per deliberare un aumento del capitale sociale fino a 3,5 miliardi di dollari statunitensi, da sottoscrivere interamente in denaro.

Si prevede che tale aumento venga realizzato mediante emissione di nuove azioni ordinarie e nuove American Depositary Shares ("ADS") da offrire in opzione ai soci in proporzione al numero di azioni/ADS da essi possedute.

Attraverso tale aumento di capitale, Enel Américas, secondo la proposta formulata dal proprio Consiglio di Amministrazione, mira a potenziare la propria posizione finanziaria per perseguire nuove opportunità di crescita organiche e inorganiche, sia attraverso minority buyout sia tramite attività di M&A, ottimizzando i flussi di cassa e migliorando il livello di indebitamento. Inoltre, l'aumento di capitale consentirà un incremento del flottante e della capitalizzazione. Enel Américas investe nei settori della generazione e distribuzione di energia elettrica in Argentina, Brasile, Colombia e Perù e, con una capacità installata di oltre 11 GW e più di 24 milioni di clienti, è la maggiore società elettrica privata del Sud America.

Modifiche al quadro normativo delle concessioni idroelettriche

Con riferimento alle novità introdotte con il decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, in materia di semplificazione e sostegno allo sviluppo ("Decreto legge Semplificazione"), convertito in legge nel febbraio 2019, si segnala l'introduzione di alcune modifiche al quadro normativo delle concessioni idroelettriche. Le principali modifiche riguardano: (i) la proroga onerosa delle concessioni già scadute (fenomeno riguardante soggetti non appartenenti al gruppo Enel) fino al 2023, (ii) la regolamentazione della riassegnazione delle concessioni alla loro scadenza; (iii) il regime di indennizzo del concessionario uscente per il trasferimento degli asset legati alla concessione idroelettrica.

Si tratta di norme che fissano una serie di principi di ordine generale e che saranno oggetto di provvedimenti attuativi da parte delle Regioni e delle autorità competenti al fine di disciplinare in dettaglio i rinnovi delle concessioni nel rispetto dei principi dettati dalla Costituzione.

Il Gruppo sta analizzando le possibili conseguenze applicative della riforma, che allo stato non sembra produrre un impatto significativo.

Si rammenta che le concessioni idroelettriche attualmente detenute dal Gruppo che rientrano nell'ambito di applicazione del presente provvedimento avranno la loro naturale scadenza a partire dal 2029.

Cessione del 100% di Mercure Srl

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.

Relazioni industriali Endesa

Dopo una serie di riunioni della Comisión Negociadora del V Convenio Colectivo de Endesa ("Comisión Negociadora") iniziate a ottobre 2017 e susseguites per tutto il 2018, considerata l'impossibilità di raggiungere un accordo, Endesa ha comunicato ai lavoratori e alle loro rappresentanze sindacali che, con effetto dal 1° gennaio 2019, il IV Contratto Collettivo deve considerarsi risolto alla stregua dei cosiddetti "contratto quadro di garanzia" e "accordo sulle misure volontarie di sospensione o risoluzione dei contratti di lavoro nel periodo 2013-2018", stabilendo l'applicazione, a partire da tale data, della normativa generale sul lavoro, nonché dei criteri giurisprudenziali stabiliti in materia.

Nonostante i negoziati della citata Comisión Negociadora siano ripresi a febbraio 2019, le divergenze interpretative tra Endesa e le rappresentanze sindacali circa gli effetti della risoluzione del IV Contratto Collettivo per quanto attiene, in particolare, ai benefici sociali riconosciuti al personale in pensione, ha comportato l'avvio di un'azione giudiziale di interesse collettivo da parte dei sindacati aventi rappresentanza in azienda. Il 13 marzo 2019 si è tenuta un'udienza dinanzi al tribunale di primo grado che, in data 29 marzo 2019, ha emesso una sentenza favorevole a Endesa. I sindacati hanno impugnato tale decisione dinanzi alla Corte Suprema, mentre la sentenza di primo grado continua a essere provvisoriamente esecutiva.

Il procedimento in questione riguarda solamente il personale in pensione e, pertanto, non interessa i lavoratori attualmente in forza o che si trovano in situazioni a essa assi-

milabili (tra le quali, prepensionamento, accordi di incentivo all'esodo - AVS) nel periodo in cui il rapporto di lavoro con Endesa risulti ancora in essere. Pertanto, detti lavoratori continuano a godere dei benefici attualmente vigenti nelle more di eventuali modifiche che le parti sociali dovessero negoziare nell'ambito del V Contratto Collettivo.

Enel acquista 650 MW di capacità rinnovabile dalla sua joint venture nordamericana EGPNA REP

In data 14 marzo 2019 Enel SpA ("Enel"), attraverso la sua controllata per le rinnovabili Enel Green Power North America Inc. ("EGPNA"), ha perfezionato l'acquisizione del 100% di sette impianti operativi nel settore delle rinnovabili per un totale di 650 MW da Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC ("EGPNA REP"), una joint venture controllata al 50% da EGPNA e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services, il ramo di General Electric per gli investimenti nel settore energetico. Il corrispettivo totale pagato per l'operazione è pari a circa 256 milioni di dollari statunitensi, a fronte di un enterprise value di circa 900 milioni di dollari statunitensi, in particolare 225 milioni di dollari statunitensi per l'equity acquisito e 31 milioni di dollari statunitensi per regolare direttamente con la controparte alcune partite creditorie che vantava verso le società acquisite.

Gli impianti oggetto dell'operazione, tutti gestiti da EGPNA, sono:

- Cove Fort, impianto geotermico da 25 MW nello Utah;
- Salt Wells, impianto geotermico da 13,4 MW in Nevada;
- Stillwater, impianto geotermico-solare da 59,5 MW in Nevada;
- Cimarron Bend, parco eolico da 400 MW in Kansas;
- Lindahl, parco eolico da 150 MW in Nord Dakota;
- Sheldon Springs, impianto solare fotovoltaico da 2,4 MW nel Vermont.

In linea con il Piano Strategico di Gruppo 2019-2021, questa operazione mira ad accrescere la capacità consolidata di Enel in un mercato chiave come gli Stati Uniti, ricavando più valore dalla proprietà del 100% degli impianti che uti-





lizzano tecnologie strategiche nel settore delle rinnovabili. Con questa operazione la capacità della joint venture si attesta a circa 1,1 GW di impianti idroelettrici ed eolici, che continueranno a essere gestiti da EGPNA.

Enel Green Power acquisisce Tradewind, società di sviluppo rinnovabile statunitense

In data 26 marzo 2019 Enel Green Power ("EGP") ha acquisito Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili con sede a Lenexa, in Kansas. EGP ha incorpo-

rato l'intera piattaforma di sviluppo di Tradewind, che comprende 13 GW tra progetti eolici, solari e di storage situati negli Stati Uniti. In base all'accordo siglato, sarà venduta al Gruppo Green Investment – parte della multinazionale australiana Macquarie – Savion, società controllata al 100% da Tradewind, che dispone di una piattaforma di sviluppo di progetti solari e di storage da 6 GW.

La finalizzazione dell'accordo con Macquarie è prevista a metà anno e, attualmente, è in attesa di approvazione regolamentare.

Con questa acquisizione strategica saranno gestiti tutti gli aspetti della catena del valore delle rinnovabili in Nord America, dallo sviluppo fino alla messa in funzione degli impianti, e saranno integrate le competenze di Tradewind nella strategia di crescita nelle aree chiave di EGP, come l'eolico, il solare e lo storage.

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

	1° trimestre	
	2019	2018
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	63,9	67,1
Prezzo medio CO ₂ (euro/t)	22,1	9,8
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) ⁽¹⁾	75,3	86,8
Prezzo medio del gas (euro/MWh) ⁽²⁾	18,4	21,0
Cambio medio dollaro USA per euro	1,136	1,229
Euribor a sei mesi (media del periodo)	0,23%	0,27%

(1) Indice API#2.
(2) TTF.





I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh	1° trimestre		
	2019	2018	Variazione
Italia	80.341	81.127	-1,0%
Spagna	64.043	65.946	-2,9%
Russia	218.590	220.745	-1,4%
Slovacchia	8.188	8.305	-1,4%
Argentina	33.569	36.056	-6,9%
Brasile	155.224	149.583	3,8%
Cile	18.897	19.022	-0,7%
Colombia	17.355	16.640	4,3%

Fonte: TSO nazionali.

Nei primi tre mesi del 2019 l'andamento della domanda elettrica in Italia e in Spagna ha subito un rallentamento, rispettivamente, dell'1% e del 3% circa rispetto allo stesso periodo del 2018. In entrambi i casi, il calo è dovuto principalmente alle temperature ben al di sopra delle medie stagionali nei mesi di febbraio e marzo. Medesima situazione

nei Paesi dell'Est Europa, in cui i consumi elettrici calano dell'1,4% in Russia e in Slovacchia.

Per quanto riguarda il Sud America, la domanda elettrica decresce sia in Argentina (-6,9%) sia in Cile (-0,7%), mentre cresce in Brasile e Colombia, rispettivamente del 3,8% e del 4,3%.

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 1° trimestre 2019 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 1° trimestre 2019 - 1° trimestre 2018	Prezzo medio peakload 1° trimestre 2019 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 1° trimestre 2019 - 1° trimestre 2018
Italia	59,4	9,4%	65,3	4,4%
Spagna	54,9	13,6%	58,8	10,0%
Russia	15,3	-4,0%	17,5	-4,7%
Brasile	45,1	8,6%	61,9	79,7%
Cile	56,0	13,3%	87,9	-7,7%
Colombia	79,5	97,4%	94,8	123,1%

Domanda di gas naturale

Milioni di m³

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Italia				
Usi domestici e civili	14.251	15.243	(992)	-6,5%
Industria e servizi	3.824	3.899	(75)	-1,9%
Termoelettrico	6.730	6.119	611	10,0%
Altro ⁽¹⁾	556	608	(52)	-8,6%
Totale Italia	25.361	25.869	(508)	-2,0%
Spagna	8.949	8.737	212	2,4%

(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 tre mesi del 2019 si attesta a 25,4 miliardi di metri cubi, registrando una flessione del 2% rispetto allo stesso periodo del 2018. I consumi residenziali crollano del 6,5% rispetto al primo trimestre 2018 a causa delle temperature al di sopra delle medie stagionali nei mesi di febbraio e marzo. Da sottolineare l'evidente

incremento del settore termoelettrico (10%), dovuto a una diminuzione della produzione elettrica da fonte rinnovabile.

In Spagna si è registrato un incremento (+2,4%) grazie alla maggior richiesta di gas nella produzione elettrica che, complice un abbassamento dei prezzi del gas, ha favorito quest'ultima tecnologia rispetto al carbone.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Produzione netta:				
- termoelettrica	49.446	48.468	978	2,0%
- idroelettrica	7.500	8.519	(1.019)	-12,0%
- eolica	7.092	6.104	988	16,2%
- geotermoelettrica	1.417	1.431	(14)	-1,0%
- fotovoltaica	5.110	3.769	1.341	35,6%
Totale produzione netta	70.565	68.291	2.274	3,3%
Importazioni nette	10.428	13.537	(3.109)	-23,0%
Energia immessa in rete	80.993	81.828	(835)	-1,0%
Consumi per pompaggi	(652)	(701)	49	-7,0%
Energia richiesta sulla rete	80.341	81.127	(786)	-1,0%

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

L'energia richiesta in Italia nel primo trimestre 2019 registra un decremento, pari all'1,0%, rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2018, attestandosi a 80.341 milioni di kWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'87,0% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (83,3% nel primo trimestre 2018) e per il restante

13,0% dalle importazioni nette (16,7% nel primo trimestre 2018).

Il significativo decremento delle importazioni nette nel primo trimestre 2019 (3.109 milioni di kWh, pari al 23,0% rispetto all'analogo periodo del 2018) trova riscontro nell'in-





cremento della produzione netta nazionale, nonché nella minore domanda di energia elettrica.

La *produzione netta* nel primo trimestre 2019 registra un incremento del 3,3% (2.274 milioni di kWh), attestandosi

a 70.565 milioni di kWh. In particolare, l'incremento della produzione termoelettrica (978 milioni di kWh), fotovoltaica (1.341 milioni di kWh) ed eolica (988 milioni di kWh), ha più che compensato il calo dell'energia elettrica generata da fonte idroelettrica (1.019 milioni di kWh).

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Produzione netta	62.783	65.677	(2.894)	-4,4%
Consumo per pompaggi	(1.012)	(1.379)	367	-26,6%
Importazioni nette ⁽¹⁾	2.272	1.648	624	37,9%
Energia richiesta sulla rete	64.043	65.946	(1.903)	-2,9%

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Series estadísticas nacionales - Balance eléctrico* - data di aggiornamento 10 aprile 2019).

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel primo trimestre 2019 risulta in decremento del 2,9% rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2018, attestandosi a 64.043 milioni di kWh. Tale richiesta è stata solo in parte soddisfatta dalla produzione netta nazionale.

aumento rispetto ai valori registrati nel primo trimestre 2018.

La *produzione netta* nel primo trimestre 2019 registra un decremento del 4,4% (2.894 milioni di kWh); la variazione trova riscontro essenzialmente nella riduzione della domanda di energia elettrica.

Le *importazioni nette* nel primo trimestre 2019 risultano in

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2019	2018	Variazioni	
Produzione netta	3.221	3.352	(131)	-3,9%
Importazioni nette	379	276	103	37,3%
Energia richiesta sulla rete	3.600	3.628	(28)	-0,8%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Series estadísticas nacionales - Balance eléctrico* - data di aggiornamento 10 aprile 2019).

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel primo trimestre 2019 risulta in decremento dello 0,8% rispetto al valore registrato nel primo trimestre 2018, attestandosi a 3.600 milioni di kWh.

a 379 milioni di kWh e sono relative all'interscambio con la penisola iberica.

La *produzione netta* nel primo trimestre 2019 è in decremento del 3,9% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Le *importazioni nette* nel primo trimestre 2019 si attestano

Prevedibile evoluzione della gestione

Il Piano Strategico di Gruppo 2019-2021, presentato a novembre 2018, si focalizza sulla crescita nelle energie rinnovabili, sullo sviluppo e l'automazione della rete di distribuzione, sulle opportunità rappresentate dall'elettrificazione e sull'attenzione al cliente. Il Piano Strategico 2019-2021 prevede:

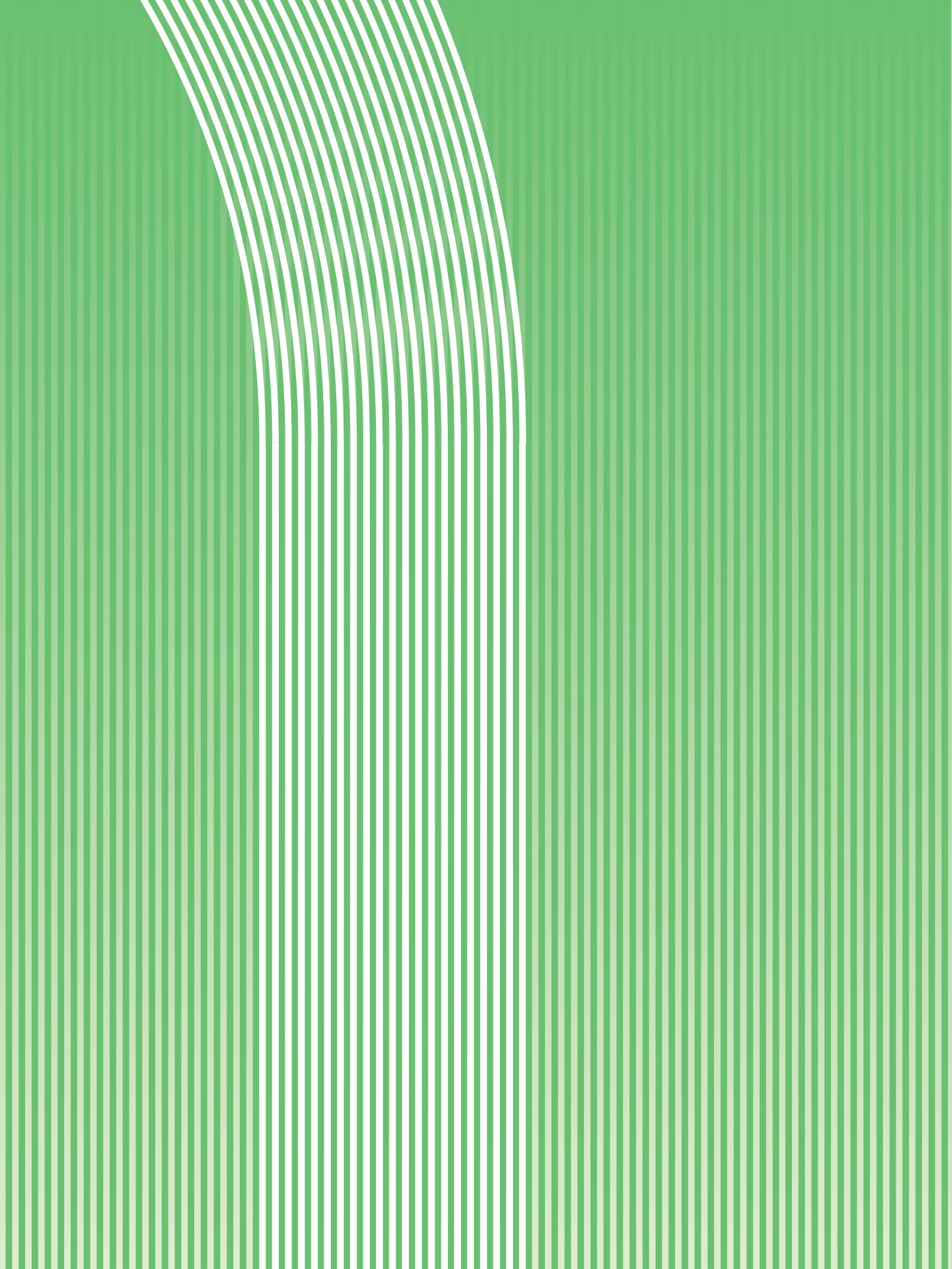
- crescita industriale: investimenti per un totale di 27,5 miliardi di euro nell'arco di piano, con l'obiettivo di generare un incremento cumulato dell'EBITDA ordinario di 3,2 miliardi di euro;
- decarbonizzazione: incremento cumulato dell'EBITDA di 1 miliardo di euro tra il 2018 e il 2021 legato alle rinnovabili. Nel 2021 si prevede che il 62% dell'energia generata dal Gruppo Enel sia a zero emissioni, rispetto al 49% nel 2018;
- efficienza operativa: confermato l'obiettivo di 1,2 miliardi di euro di benefici cumulati derivanti da efficienze previsti entro il 2021, principalmente per effetto della digitalizzazione;
- semplificazione: ottimizzazione del profilo di rischio/rendimento attraverso l'incremento della partecipazione nelle società controllate e una gestione attiva del portafoglio;
- capitale umano: rilanciato fino al 2030 l'impegno per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDG);

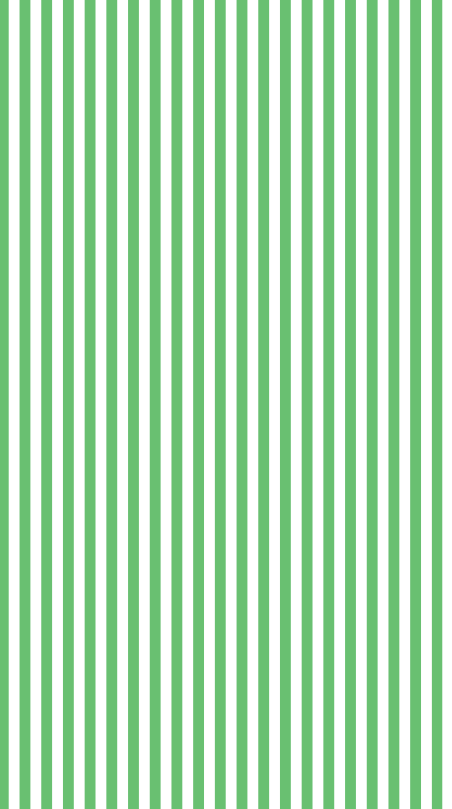
- rendimento del capitale investito: creazione di valore per 400 punti base su un WACC del 6,2% nel 2021 attraverso investimenti maggiormente orientati ad attività a maggiore rendimento, efficienze e ottimizzazione del portafoglio;
- remunerazione degli azionisti: confermato un dividendo del 70% calcolato sull'utile netto ordinario del Gruppo dal 2019 in poi, con una crescita annuale ponderata (Compound Average Growth Rate, CAGR) del dividendo implicito per azione (Dividend Per Share, DPS) di circa +12%; per la prima volta esteso ai prossimi tre anni il DPS minimo, con un CAGR di circa +9%.

Nel 2019 sono previsti:

- l'accelerazione degli investimenti nelle energie rinnovabili, in particolare in Nord America, e il proseguimento degli investimenti nelle reti, in particolare in Italia e Sud America;
- progressi nell'efficienza operativa, sostenuti dalla digitalizzazione di tutti i business di Gruppo;
- una sempre maggiore attenzione al cliente su scala globale e l'accelerazione delle attività di Enel X nei business della mobilità elettrica e del demand response;
- ulteriori progressi nella semplificazione del Gruppo e gestione attiva del portafoglio.







Bilancio consolidato
trimestrale abbreviato
al 31 marzo 2019



Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	1° trimestre	
		2019	2018
Totale ricavi	5.a	20.891	18.946
Totale costi	5.b	17.997	16.444
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	5.c	87	36
Risultato operativo		2.981	2.538
Proventi finanziari		1.251	1.045
Oneri finanziari		1.922	1.611
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	2	24	-
Totale proventi/(oneri) finanziari	5.d	(647)	(566)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.e	(63)	37
Risultato prima delle imposte		2.271	2.009
Imposte	5.f	621	481
Risultato delle continuing operations		1.650	1.528
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		1.650	1.528
Quota di interessenza del Gruppo		1.256	1.169
Quota di interessenza di terzi		394	359
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,12</i>	<i>0,11</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,12</i>	<i>0,11</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,12</i>	<i>0,11</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,12</i>	<i>0,11</i>





Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018
Risultato netto del periodo	1.650	1.528
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	364	(306)
Variazione del fair value dei costi di hedging	28	161
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	1	2
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	5	-
Variazione della riserva di traduzione	461	(293)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	859	(436)
Utile complessivo rilevato nel periodo	2.509	1.092
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	1.886	755
- di terzi	623	337

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	Note	al 31.03.2019	al 31.12.2018
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Attività materiali e immateriali		99.528	95.780
Avviamento		14.365	14.273
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		2.052	2.099
Altre attività non correnti ⁽¹⁾		16.966	16.697
Totale attività non correnti	6.a	132.911	128.849
Attività correnti			
Rimanenze		2.814	2.818
Crediti commerciali		15.476	13.587
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		8.471	6.630
Altre attività correnti ⁽²⁾		13.502	12.852
Totale attività correnti	6.b	40.263	35.887
Attività possedute per la vendita	6.c	722	688
TOTALE ATTIVITÀ		173.896	165.424
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
Patrimonio netto del Gruppo	6.d	33.613	31.720
Interessenze di terzi		16.502	16.132
Totale patrimonio netto		50.115	47.852
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine		50.928	48.983
Fondi diversi e passività per imposte differite		17.004	17.018
Altre passività non correnti		11.084	10.816
Totale passività non correnti	6.e	79.016	76.817
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		10.586	6.983
Debiti commerciali		12.505	13.387
Altre passività correnti		21.196	19.978
Totale passività correnti	6.f	44.287	40.348
Passività possedute per la vendita	6.g	478	407
TOTALE PASSIVITÀ		123.781	117.572
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		173.896	165.424

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 31 marzo 2019 rispettivamente pari a 2.658 milioni di euro (2.912 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e 379 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 31 marzo 2019 rispettivamente pari a 1.661 milioni di euro (1.522 milioni di euro al 31 dicembre 2018), 3.230 milioni di euro (3.418 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e 59 milioni di euro (63 milioni di euro al 31 dicembre 2018).





Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva convers. bilanci in valuta estera	Riserve da valutaz. strumenti finanziari di cash flow hedge	Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging
Al 31 dicembre 2017	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.614)	(1.588)	-
Applicazione nuovi principi contabili	-	-	-	-	-	348	(348)
Al 1° gennaio 2018 restated	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.614)	(1.240)	(348)
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(244)	(333)	161
di cui:							
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(244)	(333)	161
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 marzo 2018	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.858)	(1.573)	(187)
Al 1° gennaio 2019	10.167	7.489	2.034	2.262	(3.317)	(1.745)	(258)
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione monetaria	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	(81)	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	248	345	30
di cui:							
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	248	345	30
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 marzo 2019	10.167	7.489	2.034	2.262	(3.150)	(1.400)	(228)

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
(23)	(5)	(646)	(2.398)	(1.163)	21.280	34.795	17.366	52.161
3	-	-	-	-	(3.707)	(3.704)	(576)	(4.280)
(20)	(5)	(646)	(2.398)	(1.163)	17.573	31.091	16.790	47.881
-	-	-	-	-	-	-	(207)	(207)
-	-	-	-	-	-	-	53	53
-	2	-	-	-	1.169	755	337	1.092
-	2	-	-	-	-	(414)	(22)	(436)
-	-	-	-	-	1.169	1.169	359	1.528
(20)	(3)	(646)	(2.398)	(1.163)	18.742	31.846	16.973	48.819
16	(63)	(714)	(2.381)	(1.623)	19.853	31.720	16.132	47.852
-	-	-	-	-	-	-	(195)	(195)
-	-	-	-	-	26	26	45	71
-	-	(4)	-	67	(1)	(19)	(103)	(122)
5	2	-	-	-	1.256	1.886	623	2.509
5	2	-	-	-	-	630	229	859
-	-	-	-	-	1.256	1.256	394	1.650
21	(61)	(718)	(2.381)	(1.556)	21.134	33.613	16.502	50.115





Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018
Risultato prima delle imposte	2.271	2.009
Rettifiche per:		
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	144	-
Ammortamenti e impairment	1.423	1.499
(Proventi)/Oneri finanziari	647	566
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	63	(37)
Variazioni del capitale circolante netto:		
- rimanenze	15	122
- crediti commerciali	(1.974)	(484)
- debiti commerciali	(912)	(1.984)
- altre attività e passività derivanti da contratti con i clienti	172	-
- altre attività e passività	1.461	815
Interessi e altri oneri e proventi finanziari pagati e incassati	(467)	(445)
Altri movimenti	(465)	(163)
Cash flow da attività operativa (A)	2.378	1.898
Investimenti in attività materiali, immateriali e in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	(1.872)	(1.379)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(223)	-
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	166	28
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	5	(13)
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(1.924)	(1.364)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	1.945	3.132
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	1.182	(4.240)
Incasso/(Esborsi) per operazioni su non controlling interest	(10)	-
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(1.757)	(1.390)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	1.360	(2.498)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	35	(43)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	1.849	(2.007)
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve all'inizio del periodo ⁽¹⁾	6.713	7.121
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve alla fine del periodo ⁽²⁾	8.562	5.114

(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 8.471 milioni di euro al 31 marzo 2019 (4.984 milioni di euro al 31 marzo 2018), "Titoli a breve" pari a 59 milioni di euro al 31 marzo 2019 (58 milioni di euro al 31 marzo 2018) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 32 milioni di euro al 31 marzo 2019 (72 milioni di euro al 31 marzo 2018).

Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 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 al presente Bilancio consolidato abbreviato al 31 marzo 2019 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2018, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione. Si evidenzia, inoltre, che dal 1° gennaio 2019 sono divenuti applicabili, al Gruppo Enel, i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti.

→ “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”. L’“IFRS 16 - *Leasing*” è stato omologato dall’Unione Europea con il Regolamento UE 2017/1986 del 31 ottobre 2017.

L’IFRS 16 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 es., 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.

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 es., personal computer) e i contratti di locazione a breve termine (cioè contratti di locazione di durata pari o inferiore a 12 mesi). Il Gruppo, anche in sede di prima applicazione, ha scelto di avvalersi di tali fattispecie di esclusione il cui importo, anche in sede di prima applicazione, 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.

Il nuovo principio contabile impatta sostanzialmente tutte le società del Gruppo che detengono contratti di leasing. Le principali fattispecie contrattuali emerse sono rappresentate dalla locazione di terreni e fabbricati, autovetture e altri mezzi di trasporto e locazioni di macchinari tecnici.

Considerata la complessità richiesta per la valutazione



dei contratti di leasing, unita alla loro durata a lungo termine, la prima adozione del nuovo principio ha imposto un significativo ricorso al giudizio professionale.

Per la transizione al nuovo principio contabile, 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 dell'IFRIC 4;
 - adozione dell'approccio retroattivo modificato secondo il quale il Gruppo ha rilevato l'effetto cumulato derivante dalla prima adozione dell'IFRS 16 a rettifica al saldo di apertura degli utili a nuovo al 1° gennaio 2019, senza 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 o ratei attivi 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.
- "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 31 marzo 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 - Leasing", 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 1.356 milioni di euro) e un'attività consistente nel diritto all'utilizzo del bene sottostante. Per maggiori dettagli si rimanda alla precedente nota 1.

Nella tabella seguente sono evidenziate le variazioni allo schema di Stato patrimoniale consolidato al 1° gennaio 2019 connesse all'applicazione del nuovo principio IFRS 16.



Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	al 31.12.2018	Effetto IFRS 16	al 01.01.2019
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
Attività materiali e immateriali	95.780	1.356	97.136
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	1.356	130.205
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	1.358	166.782
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	1.296	50.279
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	1.296	78.113
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	6.983	60	7.043
Debiti commerciali	13.387	-	13.387
Altre passività correnti	19.978	-	19.978
Totale passività correnti	40.348	60	40.408
Passività possedute per la vendita	407	2	409
TOTALE PASSIVITÀ	117.572	1.358	118.930
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	165.424	1.358	166.782

Di seguito si riportano gli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 sul Conto economico del primo trimestre 2019.

Milioni di euro	1° trimestre 2019
	Effetto IRS 16
Totale costi ⁽¹⁾	1.648
Risultato operativo	65.946
Oneri finanziari	1.648
Risultato prima delle imposte	65.946
Imposte ⁽²⁾	1.648
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	65.946

(1) Il dato include minori costi per servizi e godimento beni di terzi per 61 milioni di euro e maggiori ammortamenti per 56 milioni di euro.

(2) Tax rate applicato 27,0%.

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 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, recepi-

scono 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 del primo trimestre 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 31 marzo 2019.

Periodi	Indici generali dei prezzi al consumo cumulati
Dal 1° luglio 2009 al 31 dicembre 2018	346,30%
Dal 1° gennaio 2019 al 31 marzo 2019	9,85%

Nel corso del 2019 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 24 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 31 marzo 2019 e gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico del primo trimestre

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 in iperinflazione.





Milioni di euro

	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2018	Effetto iperinflazione del periodo	Differenze cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 31.03.2019
Totale attività	765	108	(103)	770
Totale passività	197	28	(27)	198
Patrimonio netto	568	80 ⁽¹⁾	(76)	572

(1) Il dato include il risultato netto del primo trimestre 2019 pari a 9 milioni di euro.

Milioni di euro

	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto
Ricavi	13	(38)	(25)
Costi	18 ⁽¹⁾	(35) ⁽²⁾	(17)
Risultato operativo	(5)	(3)	(8)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(1)	7	6
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	24	-	24
Risultato prima delle imposte	18	4	22
Imposte	9	(3)	6
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	9	7	16
Quota di interessenza del Gruppo	6	4	10
Quota di interessenza di terzi	3	3	6

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 8 milioni di euro.

(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 3 milioni di euro.

3

Principali variazioni dell'area di consolidamento

2018

- Vendita, in data 12 marzo 2018, del 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.

2019

- Finalizzazione, in data 1° marzo 2019, dell'operazione di cessione del 100% di 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. Tale corrispettivo sarà oggetto di aggiustamento successivo in funzione di alcune variabili predeterminate;

- acquisizione, in data 14 marzo 2019, da parte di Enel Green Power SpA, tramite la controllata statunitense per le rinnovabili Enel Green Power North America ("EGPNA"), del 100% di sette 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;
- acquisizione, in data 27 marzo 2019, da parte di Enel Green Power SpA, tramite la controllata statunitense per le rinnovabili EGPNA, di Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili con sede a Lenexa, in Kansas. Enel Green Power ha incorporato l'intera piattaforma di sviluppo di Tradewind che comprende 13 GW tra progetti eolici, solari e di storage situati negli Stati Uniti.

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 nel trimestre la propria quota di interessenza in Enel Américas del 2,14% in base a quanto previsto dai due contratti di share swap stipulati con un istituto finanziario, portando la quota di partecipazione a 56,37%.

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 sette impianti operativi da fonti 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.

Gli impianti oggetto dell'operazione, tutti gestiti da EGPNA,

sono: Cove Fort, Salt Wells, Stillwater, Cimarron Bend, Lindahl e Sheldon Springs.

La società si sta avvalendo di esperti indipendenti per effettuare la valutazione al fair value delle attività nette acquisite e la relativa allocazione del prezzo di acquisto. A oggi gli effetti contabili dell'operazione hanno comportato la rilevazione provvisoria di un negative goodwill pari a 106 milioni di euro.

La contribuzione delle società acquisite al Conto economico del primo trimestre 2019 è di 11 milioni di euro nei ricavi e di 3 milioni di euro nel risultato operativo.

Acquisizione 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 è 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. La finalizzazione dell'accordo con Macquarie è prevista a metà anno e, attualmente, è in attesa di approvazione regolamentare.

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

Determinazione avviamento

Milioni di euro	Valori rilevati al 27 marzo 2019
Immobili, impianti e macchinari	7
Attività immateriali	2
Attività per imposte anticipate	11
Altre attività non correnti	31
Crediti commerciali	3
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4
Finanziamenti	(87)
Altre passività non correnti	(54)
Debiti commerciali	(6)
Altre passività correnti	(3)
Attività nette acquisite	(90)
Costo dell'acquisizione	6
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>6</i>
Avviamento	96



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 l'esercizio corrente, si rimanda all'apposita sezione del presente Resoconto intermedio di gestione.

Dati economici per area di attività

Primo trimestre 2019 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	10.611	5.035	4.199	636	358	38	14	20.891
Ricavi intersettoriali	193	10	56	2	1	-	(262)	-
Totale ricavi	10.804	5.045	4.255	638	359	38	(248)	20.891
Totale costi	8.907	4.099	2.933	532	126	22	(189)	16.430
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	119	(38)	(1)	-	7	-	-	87
Ammortamenti	482	437	359	50	80	10	7	1.425
Impairment	73	88	46	5	-	-	-	212
Ripristini di valore	(2)	(65)	-	(3)	-	-	-	(70)
Risultato operativo	1.463	448	916	54	160	6	(66)	2.981
Investimenti	555	375	439 ⁽²⁾	104	294	81	23	1.871

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

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

Primo trimestre 2018 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	9.926	5.082	3.084	581	234	24	15	18.946
Ricavi intersettoriali	183	10	2	21	-	-	(216)	-
Totale ricavi	10.109	5.092	3.086	602	234	24	(201)	18.946
Totale costi	8.211	4.224	2.073	475	115	11	(164)	14.945
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	45	(9)	(1)	(1)	2	-	-	36
Ammortamenti	458	402	284	49	62	11	7	1.273
Impairment	177	78	20	11	-	3	-	289
Ripristini di valore	-	(55)	-	(7)	-	(1)	-	(63)
Risultato operativo	1.308	434	708	73	59	-	(44)	2.538
Investimenti	408	181	321	36 ⁽²⁾	262 ⁽³⁾	1	20	1.229

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

(3) Il dato non include 136 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 marzo 2019

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	26.920	23.890	18.127	3.390	7.389	915	72	80.703
Attività immateriali	1.825	15.833	14.195	771	881	124	75	33.704
Crediti commerciali	9.134	2.283	4.220	412	215	41	(804)	15.501
Altro	3.295	1.773	2.011	175	382	46	(75)	7.607
Attività operative	41.174 ⁽¹⁾	43.779	38.553 ⁽²⁾	4.748	8.867 ⁽⁴⁾	1.126	(732)	137.515

Debiti commerciali	7.192	2.000	3.162	350	578	98	(874)	12.506
Fondi diversi	2.518	3.492	2.677	104	65	23	512	9.391
Altro	10.660	4.517	3.251	650	1.231	87	150	20.546
Passività operative	20.370	10.009	9.090 ⁽³⁾	1.104	1.874	208	(212)	42.443

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

(2) Di cui 672 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 21 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Al 31 dicembre 2018

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Affari Euro-Mediterranei	Nord e Centro America	Africa, Asia e Oceania	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	26.295	23.750	17.387	3.218	5.745	784	64	77.243
Attività immateriali	1.822	15.857	13.932	781	750	106	67	33.315
Crediti commerciali	7.885	2.162	3.766	379	276	33	(890)	13.611
Altro	2.979	1.796	1.724	165	348	35	(208)	6.839
Attività operative	38.981 ⁽¹⁾	43.565	36.809 ⁽²⁾	4.543	7.119	958	(967)	131.008

Debiti commerciali	7.385	2.658	3.074	391	802	90	(1.011)	13.389
Fondi diversi	2.504	3.537	2.956	90	56	22	516	9.681
Altro	9.754	5.375	2.879	641	919	84	683	20.335
Passività operative	19.643	11.570	8.909 ⁽³⁾	1.122	1.777	196	188	43.405

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

(2) Di cui 663 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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





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

Milioni di euro

	al 31.03.2019	al 31.12.2018
Totale attività	173.896	165.424
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.052	2.099
Altre attività finanziarie non correnti	6.973	6.774
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	221	231
Attività finanziarie correnti	8.876	9.074
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.471	6.630
Attività per imposte anticipate	8.334	8.305
Crediti tributari	1.421	1.282
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	33	21
Attività di settore	137.515	131.008
Totale passività	123.781	117.572
Finanziamenti a lungo termine	50.928	48.983
Passività finanziarie non correnti	2.496	2.609
Finanziamenti a breve termine	6.226	3.616
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.360	3.367
Passività finanziarie correnti	4.683	5.131
Passività di imposte differite	8.942	8.650
Debiti per imposte sul reddito	657	333
Debiti tributari diversi	2.589	1.093
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	457	385
Passività di settore	42.443	43.405

Ricavi

5.a Ricavi - *Euro 20.891 milioni*

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Vendite energia elettrica	11.560	10.241	1.319	12,9%
Trasporto energia elettrica	2.572	2.482	90	3,6%
Corrispettivi da gestori di rete	228	242	(14)	-5,8%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	354	379	(25)	-6,6%
Vendite gas	1.686	1.641	45	2,7%
Trasporto gas	267	260	7	2,7%
Altri ricavi e proventi	4.224	3.701	523	14,1%
Totale	20.891	18.946	1.945	10,3%

Nel primo trimestre 2019 i ricavi da **vendite di energia elettrica** ammontano a 11.560 milioni di euro, e si sono pertanto incrementati di 1.319 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Includono i

ricavi da vendita di energia a clienti finali per 8.738 milioni di euro (7.848 milioni di euro nel primo trimestre 2018), i ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 2.007 milioni di euro (1.877 milioni di euro nel primo trimestre 2018) nonché ricavi

per attività di trading di energia elettrica per 815 milioni di euro (516 milioni di euro nel primo trimestre 2018). L'incremento dei ricavi da vendita è dovuto essenzialmente a:

- maggiori ricavi da vendita dell'energia elettrica ai clienti finali per 890 milioni di euro, riferiti alle vendite sul mercato regolato per 558 milioni di euro e sul mercato libero per 332 milioni di euro. In particolare, l'incremento dei ricavi di vendita sul mercato regolato si riferisce essenzialmente al Sud America, soprattutto a Enel Distribuição São Paulo dal momento che è stata acquisita con decorrenza 6 giugno 2018, parzialmente compensato dalla riduzione delle vendite delle società italiane, spagnole e rumene. L'aumento dei ricavi da vendita sul mercato libero si riferisce prevalentemente all'incremento dei "clienti business to consumer" in Italia nonché all'incremento delle vendite in Sud America e in Romania;
- maggiori ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 130 milioni di euro, soprattutto in Iberia e in Sud America sostanzialmente per l'aumento delle vendite in Borsa;
- maggiori ricavi per attività di trading di energia elettrica per 299 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei maggiori volumi intermediati, soprattutto nei mercati internazionali.

Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dallo sfavorevole andamento del cambio soprattutto nei Paesi del Sud America.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** nel primo trimestre 2019 ammontano a 2.572 milioni di euro, con un incremento di 90 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tali ricavi includono i ricavi per trasporto di energia destinata ai clienti finali del mercato vincolato per 678 milioni di euro (727 milioni di euro nel primo trimestre 2018) e del mercato libero per 1.894 milioni di euro (1.755 milioni di euro nel primo trimestre 2018). Tale incremento si riferisce prevalentemente a:

- maggiori ricavi da trasporto in Italia, in cui si è verificato contemporaneamente un incremento dei volumi trasportati nel mercato libero e un decremento dei volumi trasportati nel mercato vincolato per effetto del passaggio dei clienti dal mercato vincolato al mercato libero;
- maggiori ricavi da trasporto nel mercato vincolato in Sud America conseguente alla variazione di perimetro di consolidamento a giugno 2018 per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo.

I ricavi per **corrispettivi da gestori di rete** nel primo trimestre 2019 ammontano a 228 milioni di euro, con un de-

cremento di 14 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente che si riferisce alle società spagnole e italiane.

Nel primo trimestre 2019 i ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari a 354 milioni di euro, in decremento di 25 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2018. Tali ricavi includono le compensazioni ricevute dalle società spagnole a fronte dei costi sostenuti per garantire la generazione di energia elettrica nel territorio extrapeninsulare (per 272 milioni di euro) e i contributi ricevuti in Italia per energia prodotta da fonti rinnovabili (per 82 milioni di euro). La variazione dei ricavi deriva interamente dalla riduzione dei contributi ricevuti in Italia per energia prodotta da fonti rinnovabili.

I ricavi da **vendite di gas** ammontano nel primo trimestre 2019 a 1.686 milioni di euro, con un incremento di 45 milioni di euro riferito prevalentemente alle società italiane e rumene e parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi delle società spagnole.

I ricavi per **trasporto di gas** nel primo trimestre 2019 sono pari a 267 milioni di euro, con un incremento di 7 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio.

Gli **altri ricavi e proventi** si attestano nel primo trimestre 2019 a 4.224 milioni di euro (3.701 milioni di euro nel primo trimestre 2018), evidenziando un incremento di 523 milioni di euro (+14,1%). Tale incremento è da collegare essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- maggiori ricavi da vendita di combustibili per 213 milioni di euro, in particolare di gas naturale (per 215 milioni di euro) in Italia per l'incremento dei volumi intermediati;
- la rilevazione della plusvalenza di 108 milioni di euro per la cessione, in data 1° marzo 2019, della partecipazione nella società controllata Mercure Srl, strumentale per la cessione del ramo relativo alla centrale di Mercure;
- l'operazione di acquisto da parte di Enel Green Power North America ("EGPNA") del 100% di sette impianti operativi da EGPNA REP, una joint venture controllata al 50% da EGPNA e per il restante 50% da General Electric Capital's Energy Financial Services, che ha comportato la rilevazione di un negative goodwill di 106 milioni di euro, determinato provvisoriamente, in attesa che si ultimi il processo di allocazione del prezzo di acquisto da parte di esperti indipendenti;
- maggiori ricavi relativi a commesse per lavori su ordina-



zione per 53 milioni di euro, riferiti prevalentemente al Sud America per l'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo dal momento che è stata acquisita con decorrenza 6 giugno 2018;

- incremento dei ricavi per la vendita di beni nell'ambito del business dei servizi a valore aggiunto per 47 milioni di euro soprattutto nella Linea di Business di Enel X;
- aumento dei proventi per rimborsi dalla clientela per 180 milioni di euro, che si riferiscono prevalentemente a Enel Generación Chile, in cui sono stati rilevati proventi per penali per 160 milioni di euro in relazione all'esercizio del recesso anticipato da parte di un grande cliente industriale dal contratto a lungo termine per la fornitura di energia elettrica;

- incremento dei corrispettivi per servizi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica per 14 milioni di euro essenzialmente in Italia.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati:

- dalla rilevazione nel 2018 del provento di 128 milioni di euro, relativo all'accordo raggiunto da e-distribuzione con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas;
- dalla riduzione dei contributi ricevuti per i Titoli di Efficienza Energetica per 70 milioni di euro, derivante dai minori volumi di certificati acquistati nel periodo nonché dal minore contributo unitario definito rispetto allo stesso periodo del 2018.

Costi

5.b Costi - *Euro 17.997 milioni*

Milioni di euro

1° trimestre

	2019	2018	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica	5.519	4.377	1.142	26,1%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	1.130	1.111	19	1,7%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	3.928	3.619	309	8,5%
Materiali	342	326	16	4,9%
Costo del personale	1.174	1.091	83	7,6%
Servizi e godimento beni di terzi	4.107	4.005	102	2,5%
Ammortamenti e impairment	1.567	1.499	68	4,5%
Oneri per certificati ambientali	327	317	10	3,2%
Altri costi operativi	377	483	(106)	-21,9%
Costi capitalizzati	(474)	(384)	(90)	-23,4%
Totale	17.997	16.444	1.553	9,4%

I costi per **acquisto di energia elettrica** nel primo trimestre 2019 sono pari a 5.519 milioni di euro, con un incremento di 1.142 milioni di euro (+26,1%). Tali costi includono gli acquisti effettuati mediante contratti bilaterali nazionali per 2.376 milioni di euro (2.749 milioni di euro nel primo trimestre 2018), gli acquisti di energia effettuati sulle Borse dell'energia elettrica per 2.233 milioni di euro (1.587 milioni di euro nel primo trimestre 2018), gli acquisti di energia nell'ambito dei servizi di dispacciamento e sbilanciamento per 63 milioni di euro (70 milioni di euro nel primo trimestre 2018), gli acquisti sul mercato estero per 46 milioni di euro (389 milioni di euro nel primo trimestre 2018) e altri acqui-

sti di diversa tipologia sul mercato locale per 44 milioni di euro (429 milioni di euro nel primo trimestre 2018). L'incremento riguarda essenzialmente:

- i maggiori costi per l'acquisto sulla Borsa dell'energia elettrica (646 milioni di euro) e in particolare nella generazione in Italia e nelle società di distribuzione in Brasile, anche a seguito dell'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo nel corso del 2018;
- decremento degli acquisti attraverso contratti bilaterali, prevalentemente da parte di Enel Global Trading.

I costi per **consumi di combustibili per generazione**

di energia elettrica nel primo trimestre 2019 sono pari a 1.130 milioni di euro, con un incremento di 19 milioni di euro (+1,7%) rispetto ai valori del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento è dovuto principalmente all'aumento dei costi unitari dei combustibili, soprattutto in Russia.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano nel primo trimestre 2019 a 3.928 milioni di euro, con un incremento di 309 milioni di euro (+8,5%) rispetto al primo trimestre 2018. La variazione riflette principalmente un aumento dei costi medi di acquisto di gas per vendite ai clienti finali, solo parzialmente compensato dal decremento dei costi di acquisto di gas per attività di trading.

I costi per **materiali**, pari a 342 milioni di euro nel primo trimestre 2019, si incrementano di 16 milioni di euro (+4,9%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Il **costo del personale** nel primo trimestre 2019 è pari a 1.174 milioni di euro, con un incremento di 83 milioni di euro (+7,6%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La variazione è da riferire prevalentemente ai maggiori costi connessi alle variazioni di perimetro di consolidamento riferibili all'acquisizione di Enel Distribuição São Paulo (57 milioni di euro) avvenuta nel mese di giugno 2018 e ai maggiori costi per incentivi all'esodo per 32 milioni di euro sostenuti in Spagna.

Il personale del Gruppo al 31 marzo 2019 è pari a 68.907 dipendenti, di cui 38.778 impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. L'organico nel primo trimestre 2019 si è ridotto per l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-476 risorse), in particolare per effetto dei piani di incentivazione all'esodo avviati in Italia e in Brasile.

Le variazioni di perimetro del periodo si riferiscono all'acquisizione di Tradewind negli Stati Uniti e alla dismissione dell'impianto Mercure in Italia.

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

Consistenza al 31 dicembre 2018	69.272
Assunzioni	798
Cessazioni	(1.274)
Variazioni di perimetro	111
Consistenza al 31 marzo 2019	68.907

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel primo trimestre 2019 ammontano a 4.107 milioni di euro, con un incremento di 102 milioni di euro (+2,5%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento è da attribuire:

- a più alti oneri connessi alle attività accessorie sviluppate dalla Linea di Business Enel X, in particolare in Brasile e Stati Uniti, e per le attività di costruzione sviluppate in Messico sugli impianti rinnovabili ceduti lo scorso anno, nonché a maggiori oneri conseguenti alla variazione di perimetro di consolidamento a seguito dell'acquisto di Enel Distribuição São Paulo nel giugno 2018;
- all'applicazione dell'IFRS 16 che ha comportato minori costi per godimento beni di terzi per 61 milioni di euro.

Gli **ammortamenti e impairment** nel primo trimestre 2019 sono pari a 1.567 milioni di euro, in incremento di 68 milioni di euro (+4,5%) rispetto al valore di 1.499 milioni di euro registrato nel primo trimestre 2018. Tale incremento è da riferire, per 56 milioni di euro, all'applicazione del principio contabile IFRS 16, in base al quale è prevista la contabilizzazione della 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.

Gli **oneri per certificati ambientali** nel primo trimestre 2019 sono pari a 327 milioni di euro, in aumento di 10 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2018.

Gli **altri costi operativi** nel primo trimestre 2019 ammontano a 377 milioni di euro e presentano un decremento di 106 milioni di euro (-21,9%) rispetto al corrispondente periodo del 2018. In particolare, la riduzione deriva dai minori tributi associati alla generazione di energia elettrica e dai minori oneri relativi alle agevolazioni tariffarie da applicare ai clienti in condizioni economiche disagiate (Buono Sociale) in Spagna.

Nel primo trimestre 2019 i **costi capitalizzati** sono pari a 474 milioni di euro e presentano un incremento di 90 milioni di euro (+23,4%) per effetto delle maggiori capitalizzazioni in Italia, Zambia e Sud America.



5.c Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - **Euro 87 milioni**

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 87 milioni di euro nel primo trimestre 2019, a fronte di un valore positivo di 36 milioni di euro nei primi tre mesi del 2018. In particolare, il risultato dei primi tre mesi 2019 è sostanzialmente riconducibile ai proventi netti da valutazione al fair value dei con-

tratti derivati in essere alla fine del periodo per 37 milioni di euro (29 milioni di euro positivi nel primo trimestre 2018), nonché ai proventi netti realizzati nel periodo per 50 milioni di euro (7 milioni di euro positivi nel primo trimestre 2018) su contratti esitati.

5.d Proventi/(Oneri) finanziari netti - **Euro 647 milioni**

Gli **oneri finanziari netti** nel primo trimestre 2019 ammontano a 647 milioni di euro a fronte dei 566 milioni di euro registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente, con un incremento di 81 milioni di euro.

Nello specifico, i proventi finanziari nel primo trimestre 2019 ammontano a 1.251 milioni di euro e si incrementano di 206 milioni di euro rispetto al periodo precedente (1.045 milioni di euro). Tale variazione è sostanzialmente riferibile:

- all'aumento dei proventi da strumenti derivati finanziari per 220 milioni di euro, relativo prevalentemente ai derivati stipulati per la copertura del rischio di oscillazione dei tassi di cambio su finanziamenti denominati in valuta;
- all'incremento degli interessi attivi su crediti finanziari per 34 milioni di euro, connesso prevalentemente a Enel Finance International.

Tali effetti sono stati in parte compensati dal decremento delle differenze positive di cambio per 52 milioni di euro, che risente essenzialmente dell'andamento dei tassi di cambio associati ai finanziamenti in valuta; tale variazione si riferisce prevalentemente a Enel Finance International e a Enel SpA ed è parzialmente compensata dalle società del Sud America.

Gli oneri finanziari nel primo trimestre 2019 sono pari a 1.922 milioni di euro e si incrementano di 311 milioni di euro rispetto al periodo precedente (1.611 milioni di euro). L'incremento è prevalentemente connesso:

- all'aumento delle differenze negative di cambio per 443 milioni di euro; la variazione si riferisce principalmente a

Enel Finance International e a Enel SpA;

- all'aumento degli interessi passivi per 61 milioni di euro, connesso prevalentemente all'incremento degli interessi su prestiti obbligazionari per 41 milioni di euro e riferito soprattutto a Enel Finance International, Enel Américas ed Enel Chile, parzialmente compensato da Enel SpA;
- all'aumento degli oneri finanziari per attualizzazione dei fondi per rischi e oneri per 28 milioni di euro. Tale variazione è dovuta, prevalentemente, ai maggiori oneri di attualizzazione del fondo incentivi all'esodo (per 15 milioni di euro), essenzialmente nelle società spagnole, e ai maggiori oneri di attualizzazione per i fondi rischi e oneri diversi (per 10 milioni di euro), riferiti soprattutto a Enel Distribuição São Paulo;
- all'incremento degli oneri per attualizzazione delle passività per benefici ai dipendenti per 19 milioni, riferito prevalentemente a Enel Distribuição São Paulo.

Tali effetti sono stati in parte compensati dal decremento degli oneri da strumenti derivati finanziari per 258 milioni di euro, sostanzialmente riferibili ai derivati stipulati per la copertura del rischio di oscillazione dei tassi di cambio su finanziamenti in valuta.

I proventi finanziari netti da iperinflazione nel primo trimestre 2019 sono pari a 24 milioni di euro, rilevati in base all'applicazione dello IAS 29 relativo alla rendicontazione di economie iperinflazionate nelle società argentine, come meglio specificato nella nota 2.

5.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - **Euro (63) milioni**

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nel primo trimestre 2019 è negativa per 63 milioni di euro, in

riduzione di 100 milioni di euro rispetto ai 37 milioni di euro rilevati nei primi tre mesi del 2018.

5.f Imposte - Euro 621 milioni

Le **imposte** del primo trimestre 2019 ammontano a 621 milioni di euro (481 milioni di euro nel primo trimestre 2018), con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 27,3%, in aumento rispetto al tax rate rilevato nel primo trimestre 2018 pari al 23,9%.

Il maggior carico fiscale del primo trimestre 2019 rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente è dovuto essenzialmente all'iscrizione nel primo trimestre 2018 di imposte anticipate (86 milioni di euro) per perdite pregresse di 3Sun, dal momento che se ne prevedeva la recuperabilità a seguito dell'avvenuta fusione con Enel Green Power SpA, nonché alle maggiori ritenute fiscali applicate in EFI

sui finanziamenti ad alcune società controllate brasiliane (20 milioni di euro) e alla maggior aliquota fiscale in Brasile per la mancata iscrizione di imposte anticipate sulle perdite rilevate da Enel Sudeste (10 milioni di euro).

Tali effetti sono solo in parte compensati dal beneficio fiscale netto (40 milioni di euro) iscritto nel corso del primo trimestre 2019 soprattutto in termini di maggiori imposte anticipate per effetto dell'applicazione del "*revalúo impositivo*" opzionato da due società di generazione in Argentina, nonché dal riversamento di imposte differite passive in EGPNA, quale effetto accessorio dell'operazione di acquisto di talune società da EGPNA REP.

Attività

6.a Attività non correnti - Euro 132.911 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusive degli investimenti immobiliari, ammontano al 31 marzo 2019 a 99.528 di euro e presentano complessivamente un aumento di 3.748 milioni di euro. Tale variazione è riferibile sostanzialmente agli investimenti del periodo (1.773 milioni di euro), alle differenze di cambio positive (888 milioni di euro), alla rilevazione al 1° gennaio 2019, per effetto del nuovo principio contabile IFRS 16, del diritto d'uso sui beni altrui rilevati come attività materiali in leasing e ammortizzati lungo la durata dei contratti (1.356 milioni di euro) e alla variazione di perimetro di consolidamento (966 milioni di euro) connessa principalmente all'acquisizione del controllo di talune 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 consolidate con il metodo del patrimonio netto e all'acquisizione di Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili negli Stati Uniti.

Tali impatti positivi sono stati parzialmente compensati da am-

mortamenti e impairment su tali attività per 1.422 milioni di euro.

L'*avviamento*, pari a 14.365 milioni di euro, presenta un incremento di 92 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018. Tale variazione è dovuta principalmente all'acquisizione di Tradewind Energy, società di sviluppo di progetti rinnovabili negli Stati Uniti. Non sono stati riscontrati nel trimestre di riferimento indicatori di impairment tali da far sorgere la necessità di aggiornare i test di impairment eseguiti alla chiusura dell'esercizio precedente.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 2.052 milioni di euro, si decrementano di 47 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2018 e risentono delle perdite del periodo rilevate a Conto economico per la quota di pertinenza del Gruppo e delle variazioni di perimetro connesse all'acquisizione del controllo di alcune società di EGPNA REP, solo in parte compensate dall'effetto cambi positivo.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 16.966 milioni di euro e sono così composte:

Milioni di euro	al 31.03.2019	al 31.12.2018	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	8.334	8.305	29	0,3%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	3.037	3.272	(235)	-7,2%
Altre attività finanziarie non correnti	3.936	3.502	434	12,4%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	219	200	19	9,5%
Altri crediti a lungo termine	1.440 ⁽¹⁾	1.418	22	1,6%
Totale	16.966	16.697	269	1,6%

(1) La voce accoglie Attività derivanti da contratti con i clienti per 354 milioni di euro, di cui investimenti per 98 milioni di euro.



L'incremento del periodo, pari a 269 milioni di euro, è dovuto sostanzialmente:

- alla variazione delle altre attività finanziarie non correnti per 434 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla movimentazione dei derivati di cash flow hedge;
- ai minori crediti finanziari, inclusi nell'indebitamento fi-

nanziario netto, per 235 milioni di euro e connessi principalmente a finanziamenti concessi ad alcune società collegate operanti nel business delle energie rinnovabili;

- a maggiori attività per imposte anticipate per 29 milioni di euro, dovute essenzialmente a un effetto cambio positivo.

6.b Attività correnti - Euro 40.263 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 2.814 milioni di euro e presentano una riduzione di 4 milioni di euro, sostanzialmente in linea con il saldo di inizio esercizio.

I *crediti commerciali*, pari a 15.476 milioni di euro, sono in aumento di 1.889 milioni di euro (+13,9%), principalmente

per effetto delle dinamiche del periodo degli incassi e delle fatturazioni.

Le *altre attività correnti*, pari a 13.502 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro

	al 31.03.2019	al 31.12.2018	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	4.950	5.003	(53)	-1,1%
Altre attività finanziarie correnti	3.926	4.071	(145)	-3,6%
Crediti tributari	1.421	1.282	139	10,8%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	977	745	232	31,1%
Altri crediti a breve termine	2.228	1.751	477	27,2%
Totale	13.502	12.852	650	5,1%

L'incremento del periodo, pari a 650 milioni di euro, è riconducibile essenzialmente:

- all'incremento degli altri crediti a breve termine per 477 milioni di euro, riconducibile sostanzialmente ai maggiori risconti operativi per canoni per la derivazione di acqua a uso industriale e per premi di assicurazione;

- all'aumento dei crediti verso operatori istituzionali di mercato per 232 milioni di euro, principalmente riferibile ai Titoli di Efficienza Energetica a seguito dell'iscrizione del credito relativo ai titoli acquistati nel corso del primo trimestre 2019;
- a maggiori crediti tributari per 139 milioni di euro.

6.c Attività possedute per la vendita - Euro 722 milioni

Includono attività valutate sulla base del presumibile valore di realizzo, che, in ragione delle decisioni assunte dal management e dello stato di avanzamento delle negoziazioni per la loro cessione, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5

per la loro classificazione in tale voce.

Tali attività fanno riferimento principalmente al valore contabile di tre parchi solari in Brasile (699 milioni di euro), nonché alla società Savion, controllata da Tradewind (13 milioni di euro).

Patrimonio netto e passività

6.d Patrimonio netto del Gruppo - Euro 33.613 milioni

L'incremento dei primi tre mesi del 2019 del patrimonio netto di Gruppo risente sostanzialmente del risultato netto positivo dei primi tre mesi del 2019 rilevato direttamente a

patrimonio netto (630 milioni di euro) e dell'utile di competenza del periodo rilevato a Conto economico (1.256 milioni di euro).

6.e Passività non correnti - Euro 79.016 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 50.928 milioni di euro (48.983 milioni di euro al 31 dicembre 2018), è

costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 39.194 milioni di euro (38.633 milioni di euro al 31 dicembre 2018)

e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 11.734 milioni di euro (10.350 milioni di euro al 31 dicembre 2018). L'incremento del periodo, pari a 1.945 milioni di euro, è da riferire principalmente all'aumento dei finanziamenti a medio-lungo termine derivanti da contratti di leasing per 1.156 milioni di euro a seguito dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 16, nonché al maggior valore delle obbligazioni per 561 milioni di euro e dei finanziamenti bancari per 519 milioni di euro.

I *fondi diversi e passività per imposte differite*, pari complessivamente a 17.004 milioni di euro al 31 marzo 2019 (17.018 milioni di euro al 31 dicembre 2018), si riducono di 14 milioni di euro e includono:

- TFR e altri benefici ai dipendenti per 3.202 milioni di euro (3.187 milioni di euro al 31 dicembre 2018), in aumento di 15 milioni di euro;
- fondi rischi e oneri per 4.860 milioni di euro (5.181 milioni di euro al 31 dicembre 2018), in diminuzione di 321 milioni di euro. La voce comprende tra gli altri il fondo contenzio-

so legale per 1.024 milioni di euro (1.315 milioni di euro al 31 dicembre 2018), il fondo decommissioning nucleare per 497 milioni di euro (491 milioni di euro al 31 dicembre 2018), il fondo smantellamento, rimozione e bonifica dei siti per 981 milioni di euro (986 milioni di euro al 31 dicembre 2018), il fondo oneri per incentivi all'esodo per 1.172 milioni di euro (1.177 milioni di euro al 31 dicembre 2018) e il fondo per oneri su imposte e tasse per 406 milioni di euro (409 milioni di euro al 31 dicembre 2018);

- passività per imposte differite per 8.942 milioni di euro (8.650 milioni di euro al 31 dicembre 2018), il cui aumento di 248 milioni di euro è sostanzialmente riferito alla società Enel Distribuição São Paulo.

Le *altre passività non correnti*, pari a 11.084 milioni di euro (10.816 milioni di euro al 31 dicembre 2018), in aumento di 268 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, risentono sostanzialmente dell'iscrizione di passività da parte di alcune società brasiliane, in particolare Enel Distribuição São Paulo, per futuri adeguamenti tariffari.

6.f Passività correnti - Euro 44.287 milioni

I *finanziamenti a breve termine e quote correnti di finanziamenti a lungo termine* si incrementano di 3.603 milioni di euro, passando da 6.983 milioni di euro di fine 2018 a 10.586 milioni di euro al 31 marzo 2019, per effetto principalmente dell'incremento dei finanziamenti a breve, che passano da 3.616 milioni di euro al 31 dicembre 2018 a 6.226 milioni di euro al 31 marzo 2019. Tale incremento è da riferire principalmente alle commercial paper per 2.330 milioni di euro. Si segnala, inoltre, l'aumento delle quote correnti dei finanziamenti a medio-lungo termine per 993 milioni di euro, da ri-

ferire principalmente all'incremento delle quote correnti delle obbligazioni a medio-lungo termine (1.067 milioni di euro) e all'incremento della quota corrente dei finanziamenti a lungo termine per contratti di leasing (204 milioni di euro) da attribuire all'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 16.

I *debiti commerciali*, pari a 12.505 milioni di euro (13.387 milioni di euro al 31 dicembre 2018), si riducono di 882 milioni di euro, sostanzialmente in seguito ai decrementi presenti in Iberia per 544 milioni di euro, in Enel Green Power North America per 185 milioni di euro e in Italia per 154 milioni di euro.

Le *altre passività correnti*, pari a 21.196 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro	al 31.03.2019	al 31.12.2018	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.765	1.773	(8)	-0,5%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.725	3.945	780	19,8%
Passività finanziarie correnti	4.683	5.131	(448)	-8,7%
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	709	683	26	3,8%
Debiti tributari	3.246	1.426	1.820	-
Altri	6.068	7.020	(952)	-13,6%
Totale	21.196	19.978	1.218	6,1%

La variazione del periodo, positiva per 1.218 milioni di euro, è essenzialmente dovuta:

- all'incremento dei debiti tributari per 1.820 milioni di euro, sostanzialmente dovuto all'aumento dei debiti per

imposte sul valore aggiunto in Italia;

- all'aumento dei debiti verso operatori istituzionali di mercato per 780 milioni di euro, per la maggiore incidenza delle aliquote degli oneri di sistema nonché per effetto della



- perequazione vendite e acquisti sul mercato dell'energia;
- al decremento delle passività finanziarie correnti per 448 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della variazione del fair value degli strumenti derivati;
- al decremento della voce "Altri" per 952 milioni di euro,

che si riferisce principalmente al decremento del debito per dividendi da pagare per 1.556 milioni di euro (il dividendo proposto per l'intero esercizio 2018 è pari a 0,28 euro per azione, di cui 0,14 euro per azione già corrisposti quali acconto nel gennaio 2019).

6.g Passività possedute per la vendita - *Euro 478 milioni*

Il saldo della voce è pari a 478 milioni di euro e si riferisce principalmente al valore contabile di tre parchi solari in Brasile (414 milioni di euro) e alla società Savion (60 milioni di

euro), che in ragione delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce.

7. Posizione finanziaria netta

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 marzo 2019 e al 31 dicembre 2018, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, ri-

conciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro

	al 31.03.2019	al 31.12.2018	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	83	328	(245)	-74,7%
Depositi bancari e postali	7.544	5.531	2.013	36,4%
Altri investimenti di liquidità	844	771	73	9,5%
Titoli	59	63	(4)	-6,3%
Liquidità	8.530	6.693	1.837	27,4%
Crediti finanziari a breve termine	3.230	3.418	(188)	-5,5%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	-	-	-	-
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.661	1.522	139	9,1%
Crediti finanziari correnti	4.891	4.940	(49)	-1,0%
Debiti verso banche	(809)	(512)	(297)	-58,0%
Commercial paper	(4.723)	(2.393)	(2.330)	-97,4%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.571)	(1.830)	259	14,2%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(2.408)	(1.341)	(1.067)	-79,6%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(381)	(196)	(185)	-94,4%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(731)	(739)	8	1,1%
Totale debiti finanziari correnti	(10.623)	(7.011)	(3.612)	-51,5%
Posizione finanziaria corrente netta	2.798	4.622	(1.824)	-39,5%
Debiti verso banche e istituti finanziari	(9.168)	(8.819)	(349)	-4,0%
Obbligazioni	(39.194)	(38.633)	(561)	-1,5%
Debiti verso altri finanziatori	(2.566)	(1.531)	(1.035)	-67,6%
Posizione finanziaria non corrente	(50.928)	(48.983)	(1.945)	-4,0%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione CONSOB	(48.130)	(44.361)	(3.769)	-8,5%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	3.037	3.272	(235)	-7,2%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(45.093)	(41.089)	(4.004)	-9,7%

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

8. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazio-

ni 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 la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.





Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	444	576	83	38
Altri ricavi e proventi	-	-	-	-	-
Proventi finanziari	-	-	-	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	879	973	276	-	-
Costi per servizi e altri materiali	-	12	589	-	61
Altri costi operativi	1	61	2	-	-
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	11	-	-
Oneri finanziari	-	-	16	-	-

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti patrimoniali					
Crediti commerciali	-	72	663	25	5
Altre attività correnti	-	18	17	210	11
Altre passività non correnti	-	-	-	-	5
Finanziamenti a lungo termine	-	-	804	-	-
Debiti commerciali	930	137	673	902	10
Altre passività correnti	-	-	2	-	1
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	250	319	-	99
Garanzie ricevute	-	-	128	-	16
Impegni	-	-	25	-	7

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 1° trimestre 2019	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° trimestre 2019	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	1.141	76	1.217	20.155	6,0%
-	-	1	1	736	0,1%
-	-	56	56	1.251	4,5%
-	2.128	37	2.165	10.514	20,6%
-	662	32	694	12.862	5,4%
-	64	-	64	704	9,1%
-	11	(2)	9	87	10,3%
-	16	6	22	1.922	1,1%

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.03.2019	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.03.2019	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	765	177	942	15.476	6,1%
-	256	73	329	13.502	2,4%
-	5	92	97	11.084	0,9%
-	804	-	804	50.928	1,6%
-	2.652	87	2.739	12.505	21,9%
-	3	62	65	21.196	0,3%
-	89	-	89	4.360	2,0%
-	668	-	668		
-	144	-	144		
-	32	-	32		



Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	483	579	116	23
Altri ricavi e proventi	-	-	-	-	1
Proventi finanziari	-	-	-	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	748	635	292	-	1
Costi per servizi e altri materiali	-	11	578	1	60
Altri costi operativi	1	111	1	-	-
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	1	-	-
Oneri finanziari	-	-	-	-	-

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre
Rapporti patrimoniali					
Crediti commerciali	-	120	717	20	36
Altre attività correnti	-	8	10	146	-
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6
Finanziamenti a lungo termine	-	-	804	-	-
Debiti commerciali	871	160	983	833	19
Altre passività correnti	-	2	18	-	14
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	250	354	-	132
Garanzie ricevute	-	-	135	-	16
Impegni	-	-	29	-	7

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura 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. Tale procedura (reperibile all'indirizzo <https://www.enel.com/it/investors1/statuto-regolamenti-e-politiche/disciplina-delle-operazioni-con-parti-correlate>) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è

stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 bis del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso del primo trimestre 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 in materia con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 1° trimestre 2018	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° trimestre 2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	1.201	16	1.217	18.447	6,6%
-	1	3	4	499	0,8%
-	-	5	5	1.045	0,5%
-	1.676	29	1.705	9.046	18,8%
-	650	27	677	11.733	5,8%
-	113	-	113	800	14,1%
-	1	-	1	36	2,8%
-	-	7	7	1.611	0,4%

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 %
-	893	192	1.085	13.587	8,0%
-	164	74	238	12.852	1,9%
-	6	80	86	10.816	0,8%
-	804	-	804	48.983	1,6%
-	2.866	58	2.924	13.387	21,8%
-	34	95	129	19.978	0,6%
-	89	-	89	3.367	2,6%
-	736	-	736		
-	151	-	151		
-	36	-	36		



9. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro

	al 31.03.2019	al 31.12.2018	Variazione
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	9.615	10.310	(695)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	107.268	109.638	(2.370)
- acquisti di combustibili	40.464	43.668	(3.204)
- forniture varie	3.394	3.122	272
- appalti	3.184	3.133	51
- altre tipologie	3.121	3.270	(149)
Totale	157.431	162.831	(5.400)
TOTALE	167.046	173.141	(6.095)

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 31 marzo 2019 a 107.268 milioni di euro, di cui 26.910 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2019-2023, 21.778 milioni di euro relativi al periodo 2024-2028, 19.161 milioni di euro al periodo 2029-2033 e i rimanenti 39.419 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in fun-

zione 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 31 marzo 2019 a 40.464 milioni di euro, di cui 23.050 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2019-2023, 10.673 milioni di euro relativi al periodo 2024-2028, 4.886 milioni di euro al periodo 2029-2033 e i rimanenti 1.855 milioni di euro con scadenza successiva.

10. 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. Sono in via di

acquisizione le motivazioni della sentenza di appello, che saranno esaminate in vista del ricorso per Cassazione.

Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

Per quanto attiene al 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, il TAR Lazio ha rinviato la discussione sull'istanza cautelare richiesta dalle ricorrenti all'udienza per la decisione di merito, attualmente fissata per il 2 ottobre 2019.

Contenzioso BEG - Olanda

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 la Corte d'Appello ha assegnato a Enel ed Enelpower termini per replicare ad alcuni documenti depositati poco prima della suddetta udienza.

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 ammini-

strativa delle persone giuridiche, è in corso di svolgimento il dibattimento, in cui sono stati sinora sentiti i testi e alcuni consulenti tecnici delle parti.

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'articolo 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 Buono 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 re-

spinti. Successivamente, l'Amministrazione ha avviato due procedimenti 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 sta provvedendo a notificare le decisioni con le quali ha accolto i ricorsi presentati dall'Amministrazione avverso le sentenze della Corte Suprema. Allo stato, Endesa non ha ricevuto alcuna notifica. Nell'ambito del ricorso presentato da quest'ultima, la Corte Suprema ha concesso termini alle parti interessate per presentare le proprie argomentazioni. L'Amministrazione non ha finora richiesto la restituzione di alcuna somma.

Arbitrato Neoenergia - Brasile

In merito alla domanda arbitrale che Neoenergia ha presentato, in data 18 giugno 2018, nei confronti di Eletropaulo (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, è in corso lo scambio di memorie tra le parti.





Arbitrato Emgesa e Codensa - Colombia

In data 8 ottobre 2018 è stato notificato l'avvio da parte del Grupo Energía de Bogotá nei confronti di Enel Américas SA di un nuovo procedimento di arbitrato dinanzi alla Cámara Arbitral de Bogotá. La domanda arbitrale ha a oggetto un presunto inadempimento contrattuale in relazione alla man-

cata distribuzione di dividendi negli esercizi 2016 e 2017 nelle società Emgesa e Codensa e il mancato rispetto di alcune previsioni del patto parasociale. La nuova pretesa economica ammonta a circa 160 milioni di euro oltre a interessi. Il procedimento si trova nella fase preliminare.

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 di Santiago ha emesso una sentenza che ha ridotto l'importo della multa irrogata 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.

Contenzioso fiscale - ICMS - Coelce – Brasile

Lo Stato di Ceará ha notificato nel tempo diversi atti impositivi alla società Companhia Energética do Ceará SA (per il periodo 2005-2014), contestando la determinazione della quota detraibile dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) e in particolare la modalità di calcolo del *pro rata* di detrazione con riferimento ai ricavi derivanti dall'applicazione di una speciale tariffa prevista dal Governo brasiliano per la vendita

di energia elettrica alle persone a basso reddito (*Baixa Renda*).

La società ha impugnato i singoli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo la regolarità dei calcoli effettuati. La società difende il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.

Il valore complessivo delle cause al 31 marzo 2019 è di circa 50 milioni di euro.

Contenzioso fiscale - FINSOCIAL - Eletropaulo – Brasile

A seguito di una sentenza definitiva, emessa dalla Corte Regionale Federale l'11 settembre 2011, la società Eletropaulo ha visto riconosciuto il diritto alla compensazione di alcuni crediti FINSOCIAL (contributo sociale), relativi a somme versate da settembre 1989 a marzo 1992.

Nonostante lo scadere dei relativi termini di prescrizione (statute of limitations), l'Autorità Fiscale Federale ha contestato la determinazione di alcuni crediti e ha rigettato le corrispondenti compensazioni, emettendo alcuni atti im-

positivi che la società ha prontamente impugnato in via amministrativa, difendendo la correttezza dei propri calcoli e sostenendo la regolarità del proprio operato.

Dopo una sentenza sfavorevole in primo grado, la società ha presentato appello dinanzi al tribunale amministrativo in secondo grado.

Il valore complessivo delle cause al 31 marzo 2019 è di circa 50 milioni di euro.

11. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Enel raggiunge il 56,42% del capitale di Enel Américas

In data 9 aprile 2019 Enel SpA ha incrementato la propria partecipazione al capitale della controllata cilena Enel Américas SA al 56,42% dal precedente 51,8%, a seguito del regolamento di due operazioni di share swap (le "Operazioni di Share Swap") stipulate con un istituto finanziario

nell'ottobre 2018 per acquisire fino a un massimo del 5% del capitale di Enel Américas, come annunciato a suo tempo al mercato. In base a quanto previsto dalle Operazioni di Share Swap, Enel ha acquisito il 4,62% del capitale di Enel Américas per un corrispettivo complessivo pagato di circa

412 milioni di euro. L'Operazione di Share Swap sulle azioni ordinarie di Enel Américas prosegue, tenuto conto dell'ini-

ziale obiettivo di incrementare la partecipazione fino al 5% del relativo capitale.

Procedimento centrale termoelettrica di Brindisi-Cerano

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 nei confronti sia 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.

Accordo per la fornitura di servizi di demand response

In data 18 aprile 2019 Enel X e Unieuro hanno siglato un accordo per la fornitura dei servizi di demand response a nove punti di energia dell'insegna. Le aziende che aderiscono a

programmi di demand response beneficiano di una riduzione dei costi dell'energia promuovendo allo stesso tempo un comportamento sostenibile.

Enel Green Power avvia la costruzione di un nuovo impianto solare in Australia

In data 18 aprile 2019 Enel Green Power Australia Pty Ltd, controllata di Enel per le rinnovabili, ha avviato la costruzione del parco solare Cohuna nella contea di Gannawarra.

La costruzione dell'impianto richiederà un investimento di oltre 42 milioni di dollari statunitensi.

Enel Américas: aumento di capitale di 3 miliardi di dollari USA

L'Assemblea straordinaria degli azionisti di Enel Américas del 30 aprile 2019 ha deliberato un aumento del capitale so-

ciale fino a 3 miliardi di dollari statunitensi, da sottoscrivere interamente in denaro.





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 31 marzo 2019 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Concept design e realizzazione
Gruppo HDRÀ

Revisione testi
postScriptum di Paola Urbani

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Comunicazione Italia

Enel
Società per azioni
Sede legale 00198 Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale Euro 10.166.679.946 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00811720580
R.E.A. 756032 Partita IVA 00934061003

© Enel SpA
00198 Roma, Viale Regina Margherita, 137



