

Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2018



Indice

La nostra missione.....	4
Premessa.....	5
Modello organizzativo di Enel	8
Sintesi dei risultati.....	9
Risultati economici per area di attività.....	21
> Italia.....	24
> Iberia	29
> Sud America.....	32
> Europa e Nord Africa.....	36
> Nord e Centro America.....	39
> Africa Sub-Sahariana e Asia	41
> Altro, elisioni e rettifiche	43
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo	44
Analisi della struttura finanziaria del Gruppo.....	45
Fatti di rilievo del primo trimestre 2018	48
Scenario di riferimento	54
Prevedibile evoluzione della gestione	58
Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2018	59
Conto economico consolidato sintetico.....	60
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo.....	61
Situazione patrimoniale consolidata sintetica	62
Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato	63
Rendiconto finanziario consolidato sintetico	64
Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2018	65
Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	97

MISSIONE 2025

APRIAMO L'ACCESSO ALL'ENERGIA A PIÙ PERSONE.

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

APRIAMO IL MONDO DELL'ENERGIA ALLE NUOVE TECNOLOGIE.

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

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

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

CI APRIAMO A NUOVI USI DELL'ENERGIA.

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

CI APRIAMO A NUOVE PARTNERSHIP.

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



Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2018 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, ed in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards – IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) ed alle interpretazioni 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 ed in vigore alla chiusura del periodo. Con decorrenza 1° gennaio 2018 sono stati introdotti due nuovi principi contabili, l'IFRS 9 e l'IFRS 15 che sebbene siano stati applicati retrospettivamente hanno comportato, per le semplificazioni previste dagli stessi principi in sede di loro prima applicazione, la sola rideterminazione dei saldi di apertura di talune voci patrimoniali. Per una trattazione più completa dei principi contabili ed i criteri di valutazione applicati, oltretutto agli effetti che hanno prodotto sui saldi contabili iniziali di talune voci patrimoniali si rinvia alle successive note 1 e 2 nelle Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.

L'art. 154-ter, comma 5 del Testo Unico della Finanza, così come recentemente modificato dal Decreto Legislativo n. 25/2016, non richiede più agli emittenti la pubblicazione di un resoconto intermedio di gestione riferito alla chiusura del primo e del terzo trimestre dell'esercizio. Tale norma demanda ora alla Consob la facoltà di imporre agli emittenti stessi, all'esito di un'apposita analisi di impatto e mediante proprio regolamento, l'obbligo di pubblicare informazioni finanziarie periodiche aggiuntive rispetto alla relazione finanziaria annuale e alla relazione finanziaria semestrale. In considerazione di quanto precede, in attesa di un'eventuale modifica del quadro regolamentare da parte della Consob, Enel continua a pubblicare su base volontaria il resoconto intermedio di gestione riferito alla chiusura del primo e del terzo trimestre di ciascun esercizio, al fine di soddisfare le aspettative degli investitori ed 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 2018, 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 gli Orientamenti emanati il 5 ottobre 2015 dall'European Securities and Markets Authority (ESMA) circa la loro presentazione nelle informazioni regolamentate diffuse o nei prospetti pubblicati a partire dal 3 luglio 2016. Questi Orientamenti, che aggiornano la precedente Raccomandazione CESR (CESR/05-178b), sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della Direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.

Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al “Risultato operativo” gli “Ammortamenti e impairment”.

Margine operativo lordo ordinario: è calcolato depurando dal “margine operativo lordo” tutte le partite relative a operazioni straordinarie quali acquisizioni o cessioni di aziende (per es., 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 degli effetti sullo stesso (al netto quindi degli eventuali effetti fiscali e sulle interessenze di terzi) delle partite precedentemente commentate nel “risultato operativo ordinario”

Valore aggiunto globale lordo da continuing operations: definito come il valore creato dal Gruppo nei confronti degli stakeholder, è pari al totale dei “ricavi”, inclusi i “proventi/(oneri) netti derivanti dalla gestione delle commodity” al netto dei costi esterni intesi come somma algebrica dei “costi di combustibili”, dei “costi per acquisto energia”, dei “costi per materiali”, dei “costi per lavori interni capitalizzati”, degli “altri costi” e dei “costi per servizi e godimento beni di terzi”, quest’ultimi però al netto dei “costi per canoni fissi di derivazione acqua” e dei “costi dei canoni per occupazione suolo pubblico”.

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

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

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

- > della “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine”, dei “Crediti per factoring”, dei “Titoli detenuti fino alla scadenza”, dei “Cash collateral”; 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”, dei “Benefici ai dipendenti”, 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 collaterale”; degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”;
- > al netto dei “Titoli detenuti sino a scadenza (Held to Maturity)”, dei “Titoli disponibili per la vendita” degli “Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico, 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

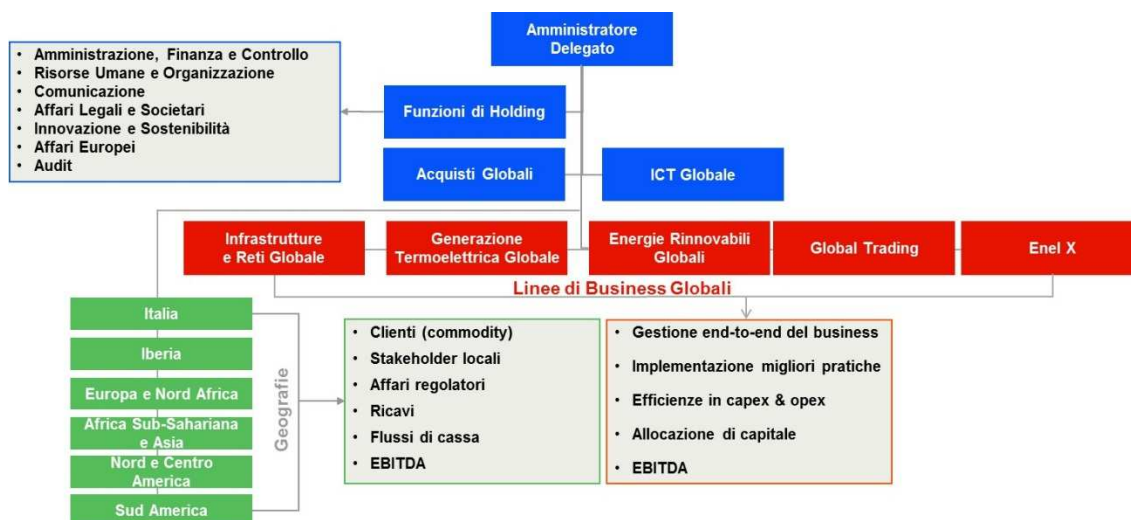
In data 28 aprile 2017, il Gruppo Enel si è dotato di una nuova struttura organizzativa, introducendo una nuova Global Business Line, denominata “Enel X” al fine di favorire l’attenzione al cliente e la digitalizzazione quali acceleratori di valore all’interno del piano strategico 2017-2019:

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

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

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

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



Sintesi dei risultati

Dati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	1° trimestre	
	2018	2017
Ricavi	18.946	19.366
Margine operativo lordo	4.037	3.914
Risultato operativo	2.538	2.525
Risultato netto del Gruppo e di terzi	1.528	1.304
Risultato netto del Gruppo	1.169	983
Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,11	0,10
Capitale investito netto	86.703	89.571 ⁽¹⁾
Indebitamento finanziario netto	37.871	37.410 ⁽¹⁾
Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	48.832	52.161 ⁽¹⁾
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,13	3,42 ⁽¹⁾
Cash flow da attività operativa	1.898	1.740
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	1.229 ⁽²⁾	1.453

(1) Dati al 31 dicembre 2017.

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

I **ricavi** dei primi tre mesi del 2018 sono pari a 18.946 milioni di euro con un decremento di 420 milioni di euro (-2,2%) rispetto all'analogo periodo del 2017. Il decremento, è sostanzialmente riferibile all'evoluzione negativa dei tassi di cambio in particolare in tutti i paesi del Sud America (434 milioni di euro). Inoltre i minori ricavi per vendita a seguito dei minori volumi di produzione di energia in un regime di prezzi medi decrescenti sono sostanzialmente compensati dall'incremento dei ricavi per la vendita di combustibile, in particolare di gas naturale, dai maggiori ricavi registrati nella società di distribuzione argentina a seguito della revisione tariffaria, dagli effetti derivanti dall'ingresso nel perimetro di consolidamento di EnerNOC, dai maggiori ricavi generati dalla centrale idroelettrica di Volta Grande, acquisita a novembre 2017, e dal maggior apporto di Enel Distribuição Goiás rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (consolidata a partire dal mese di febbraio 2017). Si segnala, infine, che i ricavi del primo trimestre del 2018 includono 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. Nel primo trimestre 2017 i ricavi includevano il provento per la cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas per 151 milioni di euro.

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	10.109	10.293	(184)	-1,8%
Iberia	5.092	5.210	(118)	-2,3%
Sud America	3.086	3.247	(161)	-5,0%
Europa e Nord Africa	602	642	(40)	-6,2%
Nord e Centro America	234	177	57	32,2%
Africa Sub-Sahariana e Asia	24	21	3	14,3%
Altro, elisioni e rettifiche	(201)	(224)	23	10,3%
Totale	18.946	19.366	(420)	-2,2%

Il **marginale operativo lordo** del primo trimestre 2018, pari a 4.037 milioni di euro, rileva un incremento di 123 milioni di euro (+3,1%) rispetto all'analogo periodo del 2017. In particolare, il miglioramento è ascrivibile ai settori delle fonti rinnovabili e della distribuzione, in particolare in Argentina e Brasile e ai Mercati finali in Iberia per effetto del decremento dei costi medi di approvvigionamento di energia elettrica e gas, oltre al beneficio derivante dalla prima applicazione dell'IFRS 15 relativo alla capitalizzazione dei "contract costs" (42 milioni di euro) in Italia, Spagna e Romania. 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 125 milioni di euro e alla rilevazione nel primo trimestre 2017 della sopraccitata plusvalenza, in Cile, derivante dalla cessione di Electrogas. In Italia il miglioramento derivante dalla rilevazione dell'earn-out, sopraccitato, è stato più che compensato da una minore marginalità sulle vendite di energia elettrica, in particolare su quelle all'ingrosso e su quelle relative al mercato di maggior tutela, quest'ultima dovuta principalmente alla riduzione dei meccanismi di perequazione, dei volumi e dei clienti serviti.

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	1.943	1.947	(4)	-0,2%
Iberia	859	694	165	23,8%
Sud America	1.012	1.087	(75)	-6,9%
Europa e Nord Africa	126	144	(18)	-12,5%
Nord e Centro America	121	113	8	7,1%
Africa Sub-Sahariana e Asia	13	12	1	8,3%
Altro	(37)	(83)	46	55,4%
Totale	4.037	3.914	123	3,1%

Il **marginale operativo lordo ordinario** ammonta a 3.909 a milioni di euro, con un incremento di 146 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2017 (+3,9%). Nei primi tre mesi del 2018, la componente relativa ad operazioni straordinarie è riferita all'earn-out di 128 milioni di euro commentata nella voce dei ricavi, mentre nell'analogo periodo del 2017 si rilevava come unica partita straordinaria la plusvalenza per la cessione di Electrogas (151 milioni di euro).

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	1.815	1.947	(132)	-6,8%
Iberia	859	694	165	23,8%
Sud America	1.012	936	76	8,1%
Europa e Nord Africa	126	144	(18)	-12,5%
Nord e Centro America	121	113	8	7,1%
Africa Sub-Sahariana e Asia	13	12	1	8,3%
Altro	(37)	(83)	46	55,4%
Totale	3.909	3.763	146	3,9%

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2018 ammonta a 2.538 milioni di euro in incremento di 13 milioni di euro (+0,5%) rispetto all'analogo periodo del 2017 tenuto conto di maggiori ammortamenti e impairment per 110 milioni di euro che includono la quota di ammortamento dei "contract costs" per 34 milioni di euro, a seguito dell'applicazione del principio IFRS 15, e maggiori svalutazioni su crediti commerciali, in particolare in Italia.

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	1.308	1.404	(96)	-6,8%
Iberia	434	278	156	56,1%
Sud America	708	775	(67)	-8,6%
Europa e Nord Africa	73	91	(18)	-19,8%
Nord e Centro America	59	62	(3)	-4,8%
Africa Sub-Sahariana e Asia	-	2	(2)	-
Altro	(44)	(87)	43	49,4%
Totale	2.538	2.525	13	0,5%

Il **risultato operativo ordinario**, che non include le stesse partite escluse dal margine operativo lordo ordinario, ammonta a 2.410 milioni di euro, con un incremento di 36 milioni di euro (+1,5%) rispetto all'analogo periodo del 2017.

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	1.180	1.404	(224)	-16,0%
Iberia	434	278	156	56,1%
Sud America	708	624	84	13,5%
Europa e Nord Africa	73	91	(18)	-19,8%
Nord e Centro America	59	62	(3)	-4,8%
Africa Sub-Sahariana e Asia	-	2	(2)	-
Altro	(44)	(87)	43	49,4%
Totale	2.410	2.374	36	1,5%

Il **risultato netto del Gruppo** del primo trimestre 2018 ammonta a 1.169 milioni di euro, con un incremento di 186 milioni di euro (+18,9%) rispetto all'analogo periodo del 2017; tale incremento risente

dei minori oneri finanziari netti connessi alla rilevazione degli interessi passivi sulle obbligazioni e del minor carico fiscale. Quest'ultimo è riconducibile essenzialmente alla rilevazione delle imposte anticipate per perdite pregresse di 3SUN e per la rilevazione del provento relativo all'earn-out per la cessione di Enel Rete Gas pari a 128 milioni di euro, che è sostanzialmente esente da imposte per l'applicazione del regime agevolato "PEX". Si segnala, altresì, che la plusvalenza relativa alla cessione di Electrogas fece registrare imposte per 42 milioni di euro nel primo trimestre 2017.

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** dei primi tre mesi del 2018 ammonta a 1.041 milioni di euro (943 milioni di euro nei primi tre mesi del 2017), con un aumento di 98 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017 (+10,4%), Nella seguente tabella è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo e risultato netto del Gruppo ordinario del primo trimestre 2018, con evidenza degli elementi ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Risultato netto del Gruppo	1.169	983	186	18,9%
Cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	(128)	-	(128)	-
Plusvalenza per cessione Electrogas	-	(40)	40	-
Risultato netto del Gruppo ordinario ⁽¹⁾	1.041	943	98	10,4%

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

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 marzo 2018 è pari a 37.871 milioni di euro, in aumento di 461 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Al 31 marzo 2018, l'indebitamento finanziario netto presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,78 (0,72 al 31 dicembre 2017). L'incremento percentuale della leva finanziaria è ascrivibile in particolare alla riduzione del patrimonio netto consolidato di gruppo per effetto dell'applicazione retrospettica dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 (3.696 milioni di euro).

Gli **investimenti**, pari a 1.229 milioni di euro nel primo trimestre 2018, evidenziano un decremento del 15,4% rispetto all'analogo periodo del 2017, riferito essenzialmente ai minori investimenti da fonte eolica e solare in Brasile, al completamento degli impianti eolici e solari in Nord e Centro America in costruzione nel primo trimestre del 2017 ed all'andamento negativo dei tassi di cambio che ha limitato l'effetto positivo dei nuovi investimenti.

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	408	314	94	29,9%
Iberia	181	144	37	25,7%
Sud America	321	566	(245)	-43,3%
Europa e Nord Africa	36 ⁽¹⁾	41	(5)	-12,2%
Nord e Centro America	262 ⁽²⁾	380	(118)	-31,1%
Africa Sub-Sahariana e Asia	1	8	(7)	-87,5%
Altro, elisioni e rettifiche	20	-	20	-
Totale	1.229	1.453	(224)	-15,4%

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

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

Dati operativi

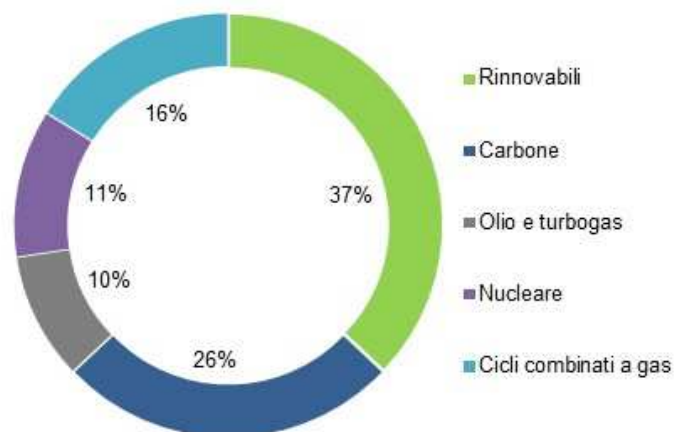
	1° trimestre					
	2018			2017		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	13,1	49,1	62,2	14,2	49,1	63,3
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) ⁽¹⁾	56,7	55,2	111,9	56,7	53,2	109,9
Energia venduta da Enel (TWh)	27,2	45,1	72,3	26,0	45,3	71,3
Vendite di gas alla clientela finale (Miliardi di m ³)	2,2	1,9	4,1	2,2	2,0	4,2
Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽²⁾	30.946	31.687	62.633	31.114	31.786	62.900

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

(2) Dati comparativi al 31 dicembre 2017.

L'**energia netta prodotta da Enel** nel primo trimestre 2018 è complessivamente pari a 62,2 TWh, in diminuzione dell' 1,7% rispetto all'analogo periodo del 2017; la variazione è da riferire al calo delle quantità prodotte in Italia (-1,1 TWh) principalmente imputabile alla minore produzione termoelettrica da fonte convenzionale. Relativamente al mix tecnologico, si segnala un decremento della produzione da carbone e olio combustibile (-2,45 TWh) riscontrata in tutti i paesi, solo parzialmente compensato dalla maggiore produzione idroelettrica, solare ed eolica rilevata in Italia, Iberia e Stati Uniti.

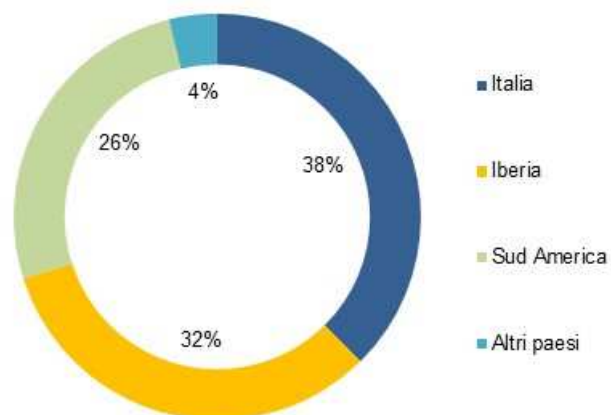
Energia elettrica netta prodotta per fonte (1° trimestre 2018)



L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** nel primo trimestre 2018 è complessivamente pari a 111,9 TWh, con un incremento di 2,0 TWh (+1,8%) che risente dell'incremento della domanda di energia elettrica in Italia e all'estero.

L'**energia venduta da Enel** nel primo trimestre 2018 si attesta a 72,3 TWh con un incremento di 1,0 TWh (+1,4%) che risente delle maggiori vendite in Italia (+1,2 TWh) per effetto di una politica commerciale espansiva nel segmento "business", in parte compensate dalle minori quantità vendute all'estero (-0,2 TWh).

Energia elettrica venduta per area geografica (1° trimestre 2018)



Il **gas venduto** nel primo trimestre 2018 è pari a 4,1 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 2018 è pari a 62.633 dipendenti, di cui il 50,6% impegnati nelle società del Gruppo in paesi diversi dall'Italia. La variazione del trimestre (-267 unità) è da riferirsi unicamente al saldo negativo tra assunzioni e cessazioni.

n.

	al 31.03.2018	al 31.12.2017
Italia	28.685	28.684
Iberia	9.597	9.711
Sud America	13.857	13.903
Europa e Nord Africa	5.743	5.733
Nord e Centro America	2.075	2.050
Africa Sub-Sahariana e Asia	209	198
Altro	2.467	2.621
Totale	62.633	62.900

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Totale ricavi	18.946	19.366	(420)	-2,2%
Totale costi	14.945	15.702	(757)	-4,8%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	36	250	(214)	-85,6%
Margine operativo lordo	4.037	3.914	123	3,1%
Ammortamenti e impairment	1.499	1.389	110	7,9%
Risultato operativo	2.538	2.525	13	0,5%
Proventi finanziari	1.045	569	476	83,7%
Oneri finanziari	1.611	1.233	378	30,7%
Totale proventi/(oneri) finanziari	(566)	(664)	98	14,8%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	37	39	(2)	-5,1%
Risultato prima delle imposte	2.009	1.900	109	5,7%
Imposte	481	596	(115)	-19,3%
Risultato delle continuing operations	1.528	1.304	224	17,2%
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	1.528	1.304	224	17,2%
Quota di interessenza del Gruppo	1.169	983	186	18,9%
Quota di interessenza di terzi	359	321	38	11,8%

Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Vendita energia elettrica	10.241	11.295 ⁽¹⁾	(1.054)	-9,3%
Trasporto energia elettrica	2.482	2.472	10	0,4%
Corrispettivi da gestori di rete	242	145	97	66,9%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	379	443	(64)	-14,4%
Vendita gas	1.641	1.555	86	5,5%
Trasporto gas	260	239	21	8,8%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	3.701	3.217	484	15,0%
Totale	18.946	19.366	(420)	-2,2%

(1) Il dato relativo ai ricavi da vendita energia elettrica del primo trimestre 2017 tiene conto di una riclassifica dei ricavi conseguiti da Enel Distribuição Goiás (134 milioni di euro) per una migliore rappresentazione.

Nel primo trimestre 2018 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 10.241 milioni di euro, con un decremento di 1.054 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-9,3%). Tale decremento è sostanzialmente da collegare ai seguenti fattori:

- > minori ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 486 milioni di euro, prevalentemente relativi alla riduzione dei prezzi e dei volumi venduti mediante contratti bilaterali, sui mercati delle Borse locali e sui mercati esteri, in particolare in Italia, Spagna e Russia;
- > minori ricavi per attività di trading di energia elettrica per 439 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei minori volumi intermediati seppur in un contesto di rialzo dei prezzi nei mercati internazionali;
- > minori ricavi da vendita dell'energia elettrica sul mercato regolato (per 251 milioni di euro), in particolare in Italia, per il decremento delle quantità vendute e dei clienti serviti;

- > lo sfavorevole andamento del cambio nei paesi del Sud America che ha più che compensato i miglioramenti tariffari registrati in Argentina a seguito dell'ultima revisione tariffaria di febbraio 2017 (Resolucion ENRE n. 64/2017) e gli effetti del diverso periodo di consolidamento di Enel Distribuição Goiás (consolidata a partire dal mese di febbraio 2017);
- > maggiori ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali sul mercato libero per 129 milioni di euro, principalmente per le maggiori quantità vendute in Italia relativamente ai clienti "business to business" e in Romania per il forte incremento del numero di clienti a seguito di efficaci politiche commerciali.

I ricavi **da trasporto di energia elettrica** ammontano nel primo trimestre 2018 a 2.482 milioni di euro, con un incremento di 10 milioni di euro, prevalentemente dovuto ai maggiori ricavi conseguiti in Spagna (32 milioni di euro) sostanzialmente a seguito degli adeguamenti tariffari solo parzialmente compensati dall'andamento sfavorevole dei cambi nei Paesi del Sud America.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nel primo trimestre 2018, a 379 milioni di euro, in riduzione di 64 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2017, sostanzialmente in Spagna per le minori compensazioni del Sistema Elettrico Non Peninsulare - SENP (per 42 milioni di euro) a seguito del minor costo di generazione rilevato nelle isole Baleari e Canarie.

I ricavi per **vendita di gas** nel primo trimestre 2018 sono pari a 1.641 milioni di euro con un incremento di 86 milioni di euro (+5,5%) 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 2018 sono pari a 260 milioni di euro con un incremento di 21 milioni di euro (+8,8%) registrando un andamento analogo a quello delle vendite della stessa commodity.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel primo trimestre 2018 a 3.701 milioni di euro (3.217 milioni di euro nell'esercizio precedente) con un incremento di 484 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio 2017 (+15,0%). La variazione è dovuta principalmente a:

- > maggiori ricavi da vendita di combustibili per 459 milioni di euro, in particolare di gas naturale (452 milioni di euro) a seguito delle operazioni di trading effettuate nel periodo da Enel Global Trading;
- > maggiori ricavi per l'iscrizione del 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;
- > minori plusvalenze da alienazione di attività per 150 milioni di euro, riferiti essenzialmente alla plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione, nel primo trimestre 2017, della società cilena Electrogas, nella quale il Gruppo deteneva una quota del 42,5%.

Costi

1° trimestre

Milioni di euro

	2018	2017	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica	4.377	5.350	(973)	-18,2%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	1.111	1.363	(252)	-18,5%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	3.619	3.145	474	15,1%
Materiali	326	239	87	36,4%
Costo del personale	1.091	1.173	(82)	-7,0%
Servizi e godimento beni di terzi	4.005	3.958	47	1,2%
Altri costi operativi	800	781	19	2,4%
Costi capitalizzati	(384)	(307)	(77)	-25,1%
Totale	14.945	15.702	(757)	-4,8%

I costi per **acquisto di energia elettrica** subiscono un decremento nel primo trimestre 2018 di 973 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2017, con una riduzione del 18,2%. Tale andamento riflette soprattutto:

- > i minori acquisti di energia sul mercato estero per 434 milioni di euro in conseguenza della riduzione dei volumi negoziati da Enel Global Trading pur in presenza di prezzi medi di acquisto in aumento;
- > minori costi per acquisto sulla Borsa dell'energia elettrica (251 milioni di euro) ed in particolare su quella spagnola a seguito della riduzione sia dei volumi che dei prezzi medi applicati agli acquisti sul mercato all'ingrosso, nonché minori costi per servizi di dispacciamento e di sbilanciamento (8 milioni di euro);
- > riduzione dei costi per acquisti con contratti bilaterali per 112 milioni di euro, riferiti prevalentemente alla minore domanda di energia in Italia sul mercato di maggior tutela;
- > minori costi per 166 milioni di euro per altri acquisti di energia effettuati sul mercato locale.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi al primo trimestre 2018 sono pari a 1.111 milioni di euro, registrando un decremento di 252 milioni di euro (-18,5%) rispetto al valore dell'esercizio precedente. Tale decremento è dovuto principalmente alla forte riduzione della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica in particolare in Italia, Spagna, Cile, Argentina e Russia.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 3.619 milioni di euro nel primo trimestre 2018, con un incremento di 474 milioni di euro rispetto al 2017. La variazione riflette principalmente la maggiore attività di intermediazione effettuata sul mercato delle suddette commodity nonché la necessità di coprire il maggior fabbisogno per le vendite a clienti finali, in particolare per quanto riguarda il gas naturale.

I costi per **materiali** ammontano nel primo trimestre 2018 a 326 milioni di euro, con un incremento di 87 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2017, sostanzialmente per effetto dei maggiori oneri per l'acquisto di certificati ambientali.

Il **costo del personale** è pari nel primo trimestre 2018 a 1.091 milioni di euro, con una riduzione del -7,0% rispetto allo stesso periodo del 2017. La variazione è da riferire principalmente:

- > ai minori incentivi all'esodo per 48 milioni di euro da ricondurre prevalentemente all'accantonamento effettuato nel primo trimestre 2017, nella società Enel Distribuição Goiás per 59 milioni di euro per efficientarne la struttura;

- > in generale, al minor costo del personale in relazione alle minori consistenze medie rispetto allo stesso periodo del 2017 (-1.110 risorse).

Il personale del Gruppo Enel al 31 marzo 2018 è pari a 62.633 dipendenti, di cui 34.874 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso del primo trimestre 2018 si decrementa di -267 unità per l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo, in particolare per effetto dei piani di incentivazione all'esodo avviati in Italia e Spagna e in Enel Distribuição Goiás.

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

Consistenza al 31 dicembre 2017	62.900
Assunzioni	831
Cessazioni	(1.098)
Consistenza al 31 marzo 2018	62.633

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** del primo trimestre 2018 ammontano a 4.005 milioni di euro, con un incremento di 47 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2017 da riferire principalmente:

- > ai maggiori vettori passivi (61 milioni di euro, inclusivi degli oneri di accesso alla rete) concentrati soprattutto in Sud America, in considerazione del diverso periodo di consolidamento di Enel Distribuição Goiás, ed in Italia per i maggiori volumi;
- > maggiori costi per prestazioni informatiche per 39 milioni di euro, sostanzialmente riconducibili ai servizi di assistenza sistemistica e alla manutenzione di elaboratori e software.;
- > minori costi relativi a commissioni per acquisizione di nuova clientela (ad es. per agenzie e tele sellers) per 42 milioni di euro per effetto del nuovo principio IFRS 15 che ne prevede la loro capitalizzazione se di natura incrementale;
- > decremento per 16 milioni di euro degli oneri legati al funzionamento del sistema elettrico e all'operatività della Borsa.

Gli **altri costi operativi** nel primo trimestre 2018 ammontano a 800 milioni di euro con un incremento di 19 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2017 che risente essenzialmente dei maggiori oneri per certificati ambientali per 26 milioni di euro e in particolare in Spagna per gli oneri di accesso alla rete anche per l'autoconsumo, obbligo introdotto sul finire del 2017 (pari a 36 milioni di euro). Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla rilevazione (32 milioni di euro), nel primo trimestre 2017, di multe sulla qualità del servizio in Argentina.

Nel primo trimestre 2018 i **costi capitalizzati** sono pari a 384 milioni di euro, registrano un incremento di 77 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2017 in particolare per effetto delle maggiori capitalizzazioni in Nord America (21 milioni di euro), anche per l'ingresso di EnerNOC nel perimetro di consolidamento, in Italia (24 milioni di euro) e in Spagna (20 milioni di euro).

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** del primo trimestre 2018 sono positivi per 36 milioni di euro (positivi per 250 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi a primo trimestre 2018 sono riconducibili alla valutazione al fair value dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 29 milioni di euro (171 milioni di euro positivi nel primo trimestre 2017) e ai proventi netti da contratti esitati nel periodo per 7 milioni di euro (79 milioni di euro positivi nel 2017).

Gli **ammortamenti e impairment** dei primi tre mesi 2018 sono pari a 1.499 milioni di euro, registrando un incremento di 110 milioni di euro, da riferire a:

- > maggiori ammortamenti per 51 milioni di euro; in particolare, l'incremento si riferisce per 34 milioni di euro all'applicazione del principio contabile IFRS 15 ed in particolare alla quota di ammortamento dei "contract costs";
- > maggiori impairment su crediti commerciali per 56 milioni di euro, prevalentemente rilevati in Italia.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2018 ammonta a 2.538 milioni di euro, con un incremento di 13 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti** pari a 566 milioni di euro nel primo trimestre 2018, evidenziano un decremento di 98 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017.

In particolare tale variazione è sostanzialmente riferibile:

- > all'incremento delle differenze nette positive su cambio per 77 milioni di euro, più che compensato dai maggiori oneri netti su derivati per 89 milioni di euro;
- > al decremento degli interessi passivi netti per 51 milioni di euro, connesso prevalentemente alla riduzione degli interessi su prestiti obbligazionari per 40 milioni di euro relativa soprattutto a Enel SpA (33 milioni di euro);
- > all'incremento degli altri proventi finanziari per 40 milioni di euro che deriva prevalentemente dall'aumento di interessi attivi maturati, in base all'IFRIC 12, sulle attività finanziarie relative ad accordi per servizi pubblici in concessione (per 5 milioni di euro), altri interessi e proventi finanziari nelle società brasiliane (per 22 milioni di euro), nonché di interessi di mora (per 2 milioni di euro);
- > alla riduzione degli interessi capitalizzati per 13 milioni di euro.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi tre mesi del 2018 è positiva per complessivi 37 milioni di euro ed evidenzia una riduzione di 2 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Le **imposte** dei primi tre mesi del 2018 ammontano a 481 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 23,9% e risultano in riduzione di 115 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il minor carico fiscale del primo trimestre 2018 rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente risente essenzialmente:

- > della rilevazione dell'earn out relativo alla cessione della partecipazione di Enel Rete Gas che genera un provento in regime fiscale agevolato "PEX";
- > dell'iscrizione di imposte anticipate (86 milioni di euro) per perdite pregresse di 3Sun dal momento che se ne prevede la recuperabilità attraverso la fusione con EGP SpA.

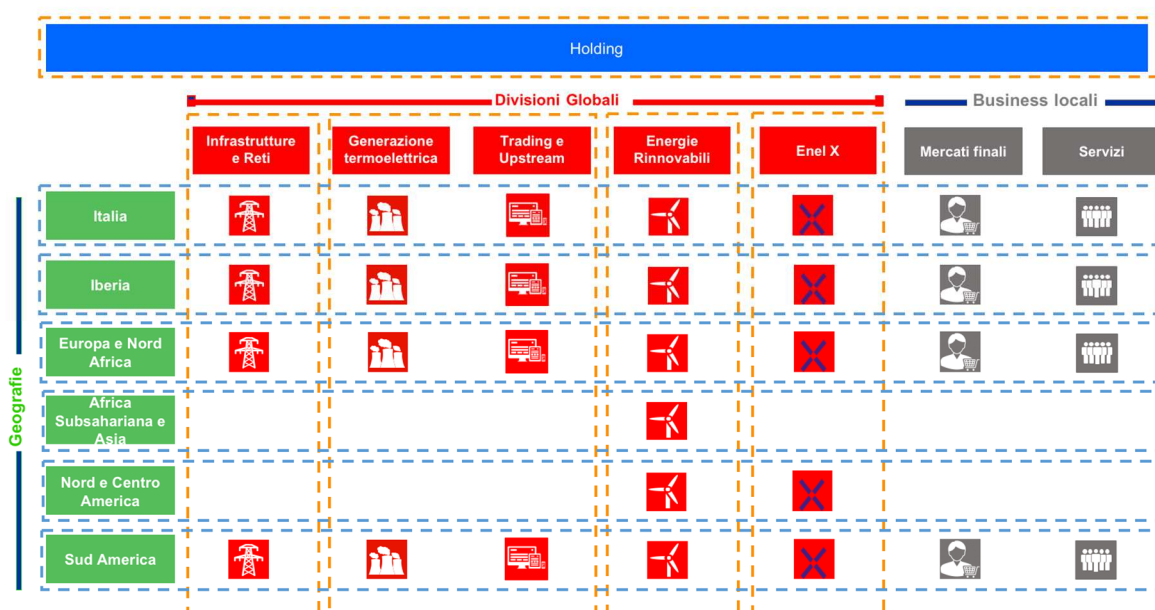
Risultati economici per area di attività

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 business line di "Enel X" ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dal 31 marzo 2018. Nel dettaglio, i risultati per settore di attività inclusi 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.



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

Risultati per area di attività del primo trimestre 2018 e 2017

Primo trimestre 2018 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	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 milione di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primo trimestre 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	10.107	5.197	3.231	631	175	21	4	19.366
Ricavi intersettoriali	186	13	16	11	2	-	(228)	-
Totale Ricavi	10.293	5.210	3.247	642	177	21	(224)	19.366
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	301	(32)	7	-	-	-	(26)	250
Margine operativo lordo	1.947	694	1.087	144	113	12	(83)	3.914
Ammortamenti e impairment	543	416	312	53	51	10	4	1.389
Risultato operativo	1.404	278	775	91	62	2	(87)	2.525
Investimenti	314	144	566	41	380	8	-	1.453

(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.

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

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Business locali						Divisioni globali												Totale					
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading			Infrastrutture e Reti			Rinnovabili			Enel X			Altro			Totale		
	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.
Italia	668	641	27	24	19	5	(8)	155	(163)	956	863	93	301	269	32	2	-	2	-	-	-	1.943	1.947	(4)
Iberia	158	89	69	32	19	13	119	89	30	456	446	10	76	51	25	18	-	18	-	-	-	859	694	165
Sud America	-	-	-	(18)	(19)	1	119	278	(159)	417	374	43	483	454	29	11	-	11	-	-	-	1.012	1.087	(75)
<i>Argentina</i>	-	-	-	-	-	-	33	15	18	74	43	31	11	8	3	-	-	-	-	-	-	118	66	52
<i>Brasile</i>	-	-	-	(13)	(9)	(4)	24	33	(9)	151	100	51	97	64	33	-	-	-	-	-	-	259	188	71
<i>Cile</i>	-	-	-	(5)	(10)	5	22	184	(162)	60	59	1	206	205	1	3	-	3	-	-	-	286	438	(152)
<i>Colombia</i>	-	-	-	-	-	-	7	9	(2)	87	119	(32)	135	143	(8)	8	-	8	-	-	-	237	271	(34)
<i>Perù</i>	-	-	-	-	-	-	33	37	(4)	45	53	(8)	32	32	-	-	-	-	-	-	-	110	122	(12)
<i>Altri paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	-	-	-	-	-	-	-	2	2	-
Europa e Nord Africa	9	(20)	29	1	1	-	66	90	(24)	19	25	(6)	31	48	(17)	-	-	-	-	-	-	126	144	(18)
<i>Romania</i>	9	(20)	29	1	1	-	(1)	-	(1)	19	25	(6)	17	37	(20)	-	-	-	-	-	-	45	43	2
<i>Russia</i>	-	-	-	-	-	-	67	90	(23)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67	90	(23)
<i>Slovacchia</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Altri paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	11	3	-	-	-	-	-	-	14	11	3
Nord e Centro America	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138	113	25	(17)	-	(17)	-	-	-	121	113	8
<i>Stati Uniti e Canada</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60	47	13	(17)	-	(17)	-	-	-	43	47	(4)
<i>Messico</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	27	3	-	-	-	-	-	-	30	27	3
<i>Panama</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34	29	5	-	-	-	-	-	-	34	29	5
<i>Altri paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	10	4	-	-	-	-	-	-	14	10	4
Africa Sub-Sahariana e Asia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13	12	1	-	-	-	-	-	-	13	12	1
<i>Sud Africa</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	12	-	-	-	-	-	-	-	12	12	-
<i>India</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	1	-	1
<i>Altri paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altro	-	-	-	3	(1)	4	(10)	-	(10)	1	1	-	(12)	(15)	3	(3)	-	(3)	(16)	(68)	52	(37)	(83)	46
Totale	835	710	125	42	19	23	286	612	(326)	1.849	1.709	140	1.030	932	98	11	-	11	(16)	(68)	52	4.037	3.914	123

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Termoelettrica	7.405	9.017	(1.612)	-17,9%
Idroelettrica	3.783	3.367	416	12,4%
Geotermoelettrica	1.421	1.451	(30)	-2,1%
Eolica	464	352	112	31,8%
Altre fonti	35	30	5	16,7%
Totale produzione netta	13.108	14.217	(1.109)	-7,8%

Nel primo trimestre 2018, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 13.108 milioni di kWh, registrando un decremento del 7,8% rispetto all'analogo periodo del 2017 (-1.109 milioni di kWh). La variazione nei due periodi a confronto risente prevalentemente della minore produzione da carbone solo in parte compensata dalla maggiore produzione da fonte idroelettrica a seguito delle più favorevoli condizioni di idraulicità riscontrate alla fine del primo trimestre 2018.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2018		2017		Variazioni	
Olio combustibile	-	-	3	-	(3)	-
Gas naturale	1.839	22,8%	2.218	22,7%	(379)	-17,1%
Carbone	6.068	75,2%	7.343	75,3%	(1.275)	-17,4%
Altri combustibili	159	2,0%	190	2,0%	(31)	-16,3%
Totale	8.066	100,0%	9.754	100,0%	(1.688)	-17,3%

La produzione termoelettrica lorda del primo trimestre 2018 si attesta a 8.066 milioni di kWh, registrando un decremento di 1.688 milioni di kWh (-17,3%) rispetto al primo trimestre 2017. Il decremento ha riguardato principalmente la produzione a carbone.

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre		
	2018	2017	Variazioni
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	56.683	56.687	(4)

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

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo trimestre 2018 registra un decremento di 4 milioni di kWh passando da 56.687 milioni di kWh del primo trimestre 2017 a 56.683 milioni di kWh del primo trimestre 2018.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Mercato libero:				
- clienti mass market	3.503	3.170	333	10,5%
- clienti business ⁽¹⁾	11.994	10.568	1.426	13,5%
- clienti in regime di salvaguardia	617	423	194	45,9%
Totale mercato libero	16.114	14.161	1.953	13,8%
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	11.044	11.820	(776)	-6,6%
TOTALE	27.158	25.981	1.177	4,5%

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

L'energia venduta nel primo trimestre 2018 è pari a 27.158 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 1.177 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. L'andamento riflette le maggiori quantità vendute nel mercato libero ai clienti business, in linea con le politiche commerciali. Tale andamento risulta parzialmente compensato dal decremento delle vendite sul mercato regolato dovuto al passaggio di circa un milione di clienti al mercato libero rispetto al primo trimestre 2017.

Vendite di gas naturale

Milioni di m ³	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Clienti mass market ⁽¹⁾	1.496	1.444	52	3,6%
Clienti business	698	762	(64)	-8,4%
Totale	2.194	2.206	(12)	-0,5%

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nel primo trimestre 2018 è pari a 2.194 milioni di metri cubi, con un decremento di 12 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			
	2018	2017	Variazioni	
Ricavi	10.109	10.293	(184)	-1,8%
Margine operativo lordo	1.943	1.947	(4)	-0,2%
Risultato operativo	1.308	1.404	(96)	-6,8%
Investimenti	408	314	94	29,94 %

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

Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	5.071	5.275	(204)	-3,9%
Infrastrutture e Reti	1.987	1.863	124	6,7%
Rinnovabili	493	471	22	4,7%
Mercati finali	4.510	4.648	(138)	-3,0%
Enel X	61	-	61	-
Servizi	286	256	30	11,7%
Elisioni e rettifiche	(2.299)	(2.220)	(79)	-3,6%
Totale	10.109	10.293	(184)	-1,8%

I **ricavi** del primo trimestre 2018 ammontano a 10.109 milioni di euro, con un decremento di 184 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2017 (-1,8%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 204 milioni di euro (-3,9%). Tale decremento è prevalentemente riconducibile a:
 - minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 440 milioni di euro, correlati essenzialmente ad una riduzione delle quantità intermedie (-17,7 TWh);
 - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 294 milioni di euro, sostanzialmente relativi alle minori quantità prodotte. In particolare, la variazione è da riferire principalmente alla riduzione dei ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali (-190 milioni di euro) e alla riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (-104 milioni di euro);
 - maggiori ricavi per vendita di combustibili per 480 milioni di euro, prevalentemente riferiti alla vendita di gas;
 - un incremento dei ricavi per la vendita di certificati ambientali per 27 milioni di euro.
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 124 milioni di euro (+6,7%), riferibili sostanzialmente:
 - alla rilevazione del corrispettivo, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas;
 - ai maggiori contributi di connessione per 29 milioni di euro;
 - all'incremento dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 13 milioni di euro) a seguito del maggior contributo unitario rispetto al primo trimestre 2017;
 - ai maggiori ricavi relativi alla modifica regolatoria n.654/15 ARERA (cosiddetto "lag. regolatorio") solo in parte compensati dai minor ricavi tariffari a seguito della riduzione delle tariffe di trasmissione;
 - ai minori ricavi riconosciuti dall'ARERA a seguito della pubblicazione nel primo trimestre 2018 delle tariffe di riferimento del 2017 (29 milioni di euro);
 - alla riduzione dei ricavi per vendite di contatori elettronici ad altre società del gruppo (12 milioni di euro);
- > maggiori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 22 milioni di euro per effetto delle maggiori quantità prodotte e dell'effetto prezzo;
- > minori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 138 milioni di euro (-3,0%), connessi essenzialmente:

- ai minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 271 milioni di euro, dovuti principalmente al decremento dei meccanismi di perequazione e alla riduzione dei ricavi tariffari, nonché al decremento delle quantità vendute (-0,7 TWh) e del numero dei clienti serviti (-7.4%);
 - all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 150 milioni di euro, a seguito delle maggiori quantità vendute (+1,9 TWh);
 - ai maggiori ricavi per vendite di gas naturale ai clienti finali per 63 milioni di euro da riferire all'incremento dei prezzi medi;
 - al decremento dei contributi di allacciamento (46 milioni di euro);
 - ad una riduzione dei ricavi (45 milioni di euro) da riferire alla cessione di Enel Sole ed Enel.si ad Enel X Srl, società operante nella nuova linea di business dedicata allo sviluppo dei servizi a valore aggiunto.
- > maggiori ricavi per servizi a valore aggiunto per 61 per milioni di euro, da riferire alla variazione di perimetro connessa alla cessione di Enel Sole ed Enel.si ad Enel X Srl, società operante nella nuova linea di business denominata Enel X.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	(8)	155	(163)	-
Infrastrutture e Reti	956	863	93	10,8%
Rinnovabili	301	269	32	11,9%
Mercati finali	668	641	27	4,2%
Enel X	2	-	2	-
Servizi	24	19	5	26,3%
Totale	1.943	1.947	(4)	-0,2%

Il **marginе operativo lordo** del primo trimestre 2018 si attesta a 1.943 milioni di euro, registrando un decremento di 4 milioni di euro (-0,2%) rispetto ai 1.947 milioni di euro del primo trimestre 2017. Tale decremento è riconducibile essenzialmente:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 163 milioni di euro, da attribuire sostanzialmente alla contrazione della produzione termoelettrica e dei prezzi di mercato nonché all'incremento dei costi di acquisto gas;
- > al maggior margine di **Infrastrutture e Reti** per 93 milioni di euro (10,8%) sostanzialmente riconducibile:
 - alla rilevazione del corrispettivo, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas già commentato nei ricavi;
 - al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 13 milioni di euro connesso all'effetto negativo della riduzione delle tariffe solo in parte compensato dai maggiori ricavi a seguito della modifica regolatoria n.654/15 ARERA (cosiddetto "lag. regolatorio");
 - ai maggiori costi per l'acquisto di Titoli di Efficienza Energetica per effetto dei maggiori prezzi medi rispetto al primo trimestre 2017.
- > all'incremento del margine da fonti **Rinnovabili** per 32 milioni di euro (+11,9%), da riferire principalmente al miglioramento del margine per servizi ancillari;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 27 milioni di euro (+4,2%), prevalentemente riferibile:
 - ad un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 25 milioni di euro (negativo per 3 milioni di euro e relativo alla componente gas), dovuto sostanzialmente ai minori costi

per agenzie e tele seller per effetto dell'applicazione dell'IFRS 15 che ne prevede la capitalizzazione ove siano di natura incrementativa della base clienti;

- all'incremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 12 milioni di euro a seguito della riduzione del costo del personale e dei costi per servizi.
- > ad un maggior margine per servizi a valore aggiunto per 2 milioni di euro e relativo alla nuova linea di business Enel X per effetto della citata variazione di perimetro.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	(64)	97	(161)	-
Infrastrutture e Reti	690	601	89	14,8%
Rinnovabili	228	202	26	12,9%
Mercati finali	445	496	(51)	-10,3%
Enel X	(4)	-	(4)	-
Servizi	13	8	5	62,5%
Totale	1.308	1.404	(96)	-6,8%

Il **risultato operativo** si attesta a 1.308 milioni di euro e, scontando maggiori ammortamenti e impairment per 92 milioni di euro, registra un decremento di 96 milioni di euro (-6,8%) rispetto ai 1.404 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2017. L'incremento degli ammortamenti e impairment è riferito sostanzialmente ai Mercati finali a seguito dei maggiori ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali che includono i "contract costs" citati precedentemente e delle maggiori svalutazioni dei crediti commerciali.

Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	10	7	3	42,9%
Infrastrutture e Reti	310	257	53	20,6%
Rinnovabili	37	32	5	15,6%
Mercati finali	45	16	29	-
Enel X	2	-	2	-
Servizi	4	2	2	-
Totale	408	314	94	29,9%

Gli **investimenti** del primo trimestre 2018 ammontano a 408 milioni di euro in incremento di 94 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare tale variazione è attribuibile a:

- > maggiori investimenti di **Generazione e Trading** per 3 milioni di euro;
- > maggiori investimenti di **Infrastrutture e Reti** per 53 milioni di euro da riferire principalmente ad attività legate alla qualità del servizio e alle attività relative alla sostituzione dei contatori elettronici per la realizzazione del piano Open Meter;
- > maggiori investimenti in attività da fonti **Rinnovabili** pari a 5 milioni di euro;
- > maggiori investimenti di **Mercati finali** per 29 milioni di euro a seguito della capitalizzazione dei costi per agenzie e tele seller come "contract costs";
- > un incremento per 2 milioni di euro relativo ai **Servizi**.

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Termoelettrica	8.641	9.318	(677)	-7,3%
Nucleare	6.650	7.184	(534)	-7,4%
Idroelettrica	2.047	1.512	535	35,4%
Eolica	1.170	960	210	21,9%
Altre fonti	4	5	(1)	-20,0%
Totale produzione netta	18.512	18.979	(467)	-2,5%

La produzione netta effettuata nel primo trimestre 2018 è pari a 18.512 milioni di kWh, con un decremento di 467 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale andamento riflette le maggiori disponibilità di risorse idriche ed eoliche, più che compensate dalla minore generazione da fonte termoelettrica e nucleare.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre				Variazioni	
	2018		2017			
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.479	9,2%	1.523	8,9%	(44)	-2,9%
Gas naturale	1.220	7,6%	1.073	6,3%	147	13,7%
Carbone	5.525	34,5%	6.031	35,4%	(506)	-8,4%
Combustibile nucleare	6.884	43,0%	7.455	43,7%	(571)	-7,7%
Altri combustibili	896	5,7%	962	5,7%	(66)	-6,9%
Totale	16.004	100,0%	17.044	100,0%	(1.040)	-6,1%

La produzione termica lorda nel primo trimestre 2018 è pari a 16.004 milioni di kWh e registra un decremento di 1.040 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente sostanzialmente per effetto del minor uso del combustibile nucleare e del carbone.

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2018	2017		
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	28.041	27.300	741	2,6%

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

L'energia trasportata, nel primo trimestre 2018, è pari a 28.041 milioni di kWh e registra un incremento di 741 milioni di kWh. Tale incremento è connesso essenzialmente alla maggiore domanda di energia elettrica.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Mercato libero	19.752	19.935	(183)	-0,9%
Mercato regolato	3.710	3.701	9	0,2%
Totale	23.462	23.636	(174)	-0,7%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel primo trimestre 2018 sono pari a 23.462 milioni di kWh, con un decremento di 174 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2017.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Ricavi	5.092	5.210	(118)	-2,3%
Margine operativo lordo	859	694	165	23,8%
Risultato operativo	434	278	156	56,1%
Investimenti	181	144	37	25,7%

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

Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	1.491	1.297	194	15,0%
Infrastrutture e Reti	655	624	31	5,0%
Rinnovabili	172	153	19	12,4%
Mercati finali	3.985	4.245	(260)	-6,1%
Enel X	49	-	49	-
Servizi	121	110	11	10,0%
Elisioni e rettifiche	(1.381)	(1.219)	(162)	-13,3%
Totale	5.092	5.210	(118)	-2,3%

I **ricavi** del primo trimestre 2018 registrano un decremento di 118 milioni di euro; tale variazione è riconducibile a:

- > maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 194 milioni di euro, prevalentemente connessi:
 - ai maggiori ricavi per vendita di gas per circa 266 milioni di euro, in parte compensati dalle minori vendite di energia elettrica (22 milioni di euro). Si evidenzia, però, che tali variazioni, includendo una consistente parte di vendite intercompany, in particolare con le società spagnole operanti nei Mercati finali, (effetto netto pari a 178 milioni di euro), è di conseguenza praticamente compensato dalla variazione della voce “elisioni e rettifiche”;
 - ai minori contributi, per 42 milioni di euro, relativi alle integrazioni tariffarie previste per la generazione nell’area extrapeninsulare (Sistema Elettrico Non Peninsulare) connesse ai maggiori ricavi conseguiti nel periodo;
- > un incremento dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, sostanzialmente a seguito degli adeguamenti tariffari riconosciuti tenuto conto della proposta di Ordine Ministeriale in via di definizione dal Ministero per l’energia, il turismo e l’agenda digitale;

- > maggiori ricavi da attività da fonti **Rinnovabili** a seguito delle maggiori quantità prodotte e di prezzi medi in crescita rispetto al medesimo periodo dell'anno scorso;
- > minori ricavi sui **Mercati finali** per 260 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del calo dei consumi, pur in presenza di un leggero incremento dei prezzi medi praticati, sul mercato libero (negativi per 192 milioni di euro) a cui si aggiunge una più sensibile riduzione dei prezzi medi applicati al mercato regolato solo in parte compensato dai maggiori consumi (negativi per 42 milioni di euro);
- > maggiori ricavi per servizi a valore aggiunto per 49 milioni di euro relativi alla nuova linea di business Enel X.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	119	89	30	33,7%
Infrastrutture e Reti	456	446	10	2,2%
Rinnovabili	76	51	25	49,0%
Mercati finali	158	89	69	77,5%
Enel X	18	-	18	-
Servizi	32	19	13	68,4%
Totale	859	694	165	23,8%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 859 milioni di euro, con un incremento di 165 milioni di euro (+23,8%) rispetto all'analogo periodo del 2017, a seguito:

- > del maggior margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 30 milioni di euro, quasi interamente attribuibile al margine sulle operazioni di negoziazione del gas;
- > di un incremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 10 milioni di euro, prevalentemente a seguito dei maggiori ricavi commentati sopra;
- > del maggior margine delle attività da fonti **Rinnovabili** per 25 milioni di euro connesso alle maggiori quantità prodotte, nonché ad un leggero decremento dei costi operativi;
- > dell'incremento del margine operativo lordo sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto del significativo decremento dei costi medi di approvvigionamento di energia elettrica e gas, a cui si aggiunge una riduzione dei costi per commissioni di negoziazione contratti di 10 milioni di euro nel primo trimestre 2018 a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15;
- > maggior margine per servizi a valore aggiunto per 18 milioni di euro relativo alla nuova linea di Business Enel X.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	(29)	(59)	30	-50,8%
Infrastrutture e Reti	275	276	(1)	-0,4%
Rinnovabili	38	6	32	-
Mercati finali	108	51	57	-
Enel X	18	-	18	-
Servizi	24	4	20	-
Totale	434	278	156	56,1%

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2018, inclusivo di ammortamenti e impairment per 425 milioni di euro (416 milioni di euro nel primo trimestre 2017) è pari a 434 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2017, un incremento di 156 milioni di euro oltre a quanto già commentato sopra, per effetto dei maggiori ammortamenti del periodo.

Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	26	33	(7)	-21,2%
Infrastrutture e Reti	129	94	35	37,2%
Rinnovabili	6	6	-	-
Mercati finali	14	9	5	55,6%
Enel X	5	-	5	-
Servizi	1	2	(1)	-50,0%
Totale	181	144	37	25,7%

Gli **investimenti** ammontano a 181 milioni di euro con un incremento di 37 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo trimestre 2018 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione per attività legate al miglioramento della qualità del servizio, nonché ad interventi per sub stazioni, trasformatori e sostituzione degli apparati di misurazione.

Sud America

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Termoelettrica	6.382	7.053	(671)	-9,5%
Idroelettrica	8.465	8.581	(116)	-1,4%
Eolica	1.019	658	361	54,9%
Altre fonti	746	289	457	-
Totale produzione netta	16.612	16.581	31	0,2%
- di cui Argentina	3.761	4.155	(394)	-9,5%
- di cui Brasile	2.150	1.660	490	29,5%
- di cui Cile	5.118	5.097	21	0,4%
- di cui Colombia	3.279	3.780	(501)	-13,3%
- di cui Perù	2.259	1.853	406	21,9%
- di cui altri paesi	45	36	9	25,0%

La produzione netta effettuata nel primo trimestre 2018 è pari a 16.612 milioni di kWh, con un incremento di 31 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017, principalmente a seguito della maggiore produzione idroelettrica e da altre fonti rinnovabili particolarmente concentrata in Brasile e Cile a seguito delle più favorevoli condizioni di idraulicità che hanno caratterizzato tali Paesi nel periodo in esame e per l'acquisizione, avvenuta a fine 2017 della centrale di Volta Grande in Brasile, solo in parte compensata dalla minore produzione idroelettrica in Colombia e Perù.

La riduzione della produzione da fonte termoelettrica, particolarmente concentrata in Cile e Argentina a seguito dell'indisponibilità degli impianti di Tarapacá in Cile e Costanera in Argentina, è in parte compensata dalla maggiore produzione rilevata in Perù.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre				Variazioni	
	2018		2017			
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	65	1,0%	352	4,7%	(287)	-81,5%
Gas naturale	5.639	84,5%	5.924	78,8%	(285)	-4,8%
Carbone	912	13,7%	1.128	15,0%	(216)	-19,1%
Altri combustibili	60	0,9%	109	1,5%	(49)	-45,0%
Totale	6.676	100,0%	7.513	100,0%	(837)	-11,1%

La produzione termica lorda nel primo trimestre 2018 è pari a 6.676 milioni di kWh e registra un decremento di 837 milioni di kWh, tale decremento è relativo al minor uso di gas naturale prevalentemente registrato in Argentina nel primo trimestre 2018.

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	23.185	21.941	1.244	5,7%
- di cui Argentina	4.627	4.635	(8)	-0,2%
- di cui Brasile	9.128	7.859	1.269	16,1%
- di cui Cile	4.000	4.001	(1)	0,0%
- di cui Colombia	3.409	3.372	37	1,1%
- di cui Perù	2.021	2.074	(53)	-2,6%

L'energia trasportata, nel primo trimestre 2018, è pari a 23.185 milioni di kWh e registra un incremento pari a 1.244 milioni di kWh, analogo all'andamento della domanda di energia elettrica, in particolar modo in Brasile che risente anche del consolidamento di Enel Distribuição Goiás, a partire dal mese di febbraio 2017.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Energia venduta da Enel	18.844	19.230	(386)	-2,0%
- di cui Argentina	3.857	3.865	(8)	-0,2%
- di cui Brasile	7.804	7.987	(183)	-2,3%
- di cui Cile	3.222	3.327	(105)	-3,2%
- di cui Colombia	2.240	2.294	(54)	-2,4%
- di cui Perù	1.721	1.757	(36)	-2,0%

L'energia venduta, nel primo trimestre 2018, è pari a 18.844 milioni di kWh e registra un decremento pari a 386 milioni di kWh, relativo essenzialmente alle minori vendite sul mercato.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Ricavi	3.086	3.247	(161)	-5,0%
Margine operativo lordo	1.012	1.087	(75)	-6,9%
Risultato operativo	708	775	(67)	-8,6%
Investimenti	321	566	(245)	-43,3%

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

Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	432	365	67	18,4%
Brasile	1.060	995	65	6,5%
Cile	777	1.021	(244)	-23,9%
Colombia	527	543	(16)	-2,9%
Perù	287	321	(34)	-10,6%
Altri paesi	3	2	1	50,0%
Totale	3.086	3.247	(161)	-5,0%

I **ricavi** del primo trimestre 2018 registrano un decremento di 161 milioni di euro che è da ricondurre principalmente a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 67 milioni di euro a seguito dell'incremento tariffario in applicazione della revisione tariffaria approvata con la Risoluzione ENRE il 1° febbraio 2017 in parte compensato dal negativo andamento dei cambi;
- > maggiori ricavi in Brasile per 65 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'incremento tariffario, del consolidamento per tutto il primo trimestre 2018 dei ricavi di Enel Distribuição Goiás (circa per 133 milioni di euro), rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente, nonché dei maggiori ricavi rilevati da Enel Green Power Projectos I, società titolare dal 28 settembre 2017 di una concessione trentennale sulla centrale idroelettrica di Volta Grande (21 milioni di euro). Tale incremento è stato in parte compensato dallo sfavorevole andamento del cambio (157 milioni di euro);
- > un decremento dei ricavi in Cile pari a 244 milioni di euro sostanzialmente riferiti alla plusvalenza rilevata nel primo trimestre 2017 per la cessione di Electrogas (151 milioni di euro), e allo sfavorevole andamento del cambio (53 milioni di euro);
- > minori ricavi in Colombia per 16 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'andamento negativo del cambio solo in parte compensato dall'incremento delle tariffe e dalle quantità vendute;
- > un decremento dei ricavi in Perù per 34 milioni di euro che risente sostanzialmente dell'effetto cambio negativo per 38 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	118	66	52	78,8%
Brasile	259	188	71	37,8%
Cile	286	438	(152)	-34,7%
Colombia	237	271	(34)	-12,5%
Perù	110	122	(12)	-9,8%
Altri paesi	2	2	-	-
Totale	1.012	1.087	(75)	-6,9%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.012 milioni di euro, con un decremento di 75 milioni di euro (-6,9%) rispetto all'analogo periodo del 2017, a seguito di:

- > un aumento del margine operativo lordo in Argentina (per 52 milioni di euro), dovuto prevalentemente agli effetti della revisione tariffaria già commentata nei ricavi;
- > un aumento del margine in Brasile per 71 milioni di euro, che risente del consolidamento di Enel Distribuição Goiás che ha contribuito con una variazione positiva del margine operativo lordo di 66 milioni di euro, prevalentemente dovuta all'accantonamento rilevato nel 2017 per esodi incentivati (59 milioni di euro);
- > un minor margine operativo lordo in Cile per 152 milioni di euro, che risente della rilevazione della sopra citata plusvalenza del 2017;
- > un minor margine in Colombia per 34 milioni di euro, da attribuire ai maggiori costi di acquisto di energia elettrica sul mercato spot a prezzi più elevati e ad un andamento sfavorevole del cambio;
- > un decremento del margine operativo in Perù pari a 12 milioni di euro.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	97	42	55	-
Brasile	129	63	66	-
Cile	208	356	(148)	-41,6%
Colombia	194	225	(31)	-13,8%
Perù	79	88	(9)	-10,2%
Altri paesi	1	1	-	-
Totale	708	775	(67)	-8,6%

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2018, inclusivo di ammortamenti e impairment per 304 milioni di euro (312 milioni di euro nel primo trimestre 2017) è pari a 708 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2017, un decremento di 67 milioni di euro. In particolare, il decremento degli ammortamenti ed impairment è dovuto all'effetto della variazione dei tassi di cambio.

Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	32	37	(5)	-13,5%
Brasile	143	329	(186)	-56,5%
Cile	71	79	(8)	-10,1%
Colombia	44	55	(11)	-20,0%
Perù	31	66	(35)	-53,0%
Totale	321	566	(245)	-43,3%

Gli **investimenti** ammontano a 321 milioni di euro con un decremento di 245 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo trimestre 2018 si riferiscono soprattutto a interventi sulle reti di distribuzione in Brasile, Colombia, Argentina e Perù. La riduzione degli investimenti rispetto al primo trimestre 2017 è da attribuire al completamento di alcuni impianti da fonte eolica e solare in Brasile e Perù.

Europa e Nord Africa

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Termoelettrica	9.673	10.113	(440)	-4,4%
Idroelettrica	19	14	5	35,7%
Eolica	527	536	(9)	-1,7%
Altre fonti	28	27	1	3,7%
Totale produzione netta	10.247	10.690	(443)	-4,1%
- di cui Russia	9.673	10.113	(440)	-4,4%
- di cui altri paesi	574	577	(3)	-0,5%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel primo trimestre 2018 è pari a 10.247 milioni di kWh, con un decremento di 443 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale variazione è principalmente riferibile alla minore produzione da fonte termoelettrica in Russia (-4,4%) dovuta a un lieve calo del load factor degli impianti e ad una minore produzione da fonte eolica riscontrata in Romania solo in parte compensata da una maggiore produzione da fonte idroelettrica rilevata in Grecia.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2018		2017		Variazioni	
Gas naturale	5.442	53,3%	5.648	52,9%	(206)	-3,6%
Carbone	4.775	46,7%	5.034	47,1%	(259)	-5,1%
Totale	10.217	100,0%	10.682	100,0%	(465)	-4,4%

La produzione termoelettrica lorda del primo trimestre 2018 ha fatto registrare un decremento di 465 milioni di kWh, attestandosi a 10.217 milioni di kWh.

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	3.993	3.930	63	1,6%

L'energia trasportata, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 63 milioni di kWh (+1,6%), passando da 3.930 milioni di kWh a 3.993 milioni di kWh nel primo trimestre 2018. L'incremento deriva principalmente dall'aumento dei volumi distribuiti sui clienti business (+92 GWh) parzialmente compensato da una riduzione sui clienti residenziali (-29 GWh).

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Mercato libero	1.904	1.267	637	50,3%
Mercato regolato	860	1.210	(350)	-28,9%
Totale	2.764	2.477	287	11,6%

Le vendite di energia effettuate nel primo trimestre 2018 registrano un incremento di 287 milioni di kWh passando da 2.477 milioni di kWh a 2.764 milioni di kWh. Tale incremento è riferibile a maggiori vendite di energia elettrica in Romania, dove per l'effetto della progressiva liberalizzazione del mercato, nel primo trimestre 2018 le vendite sul mercato libero hanno significativamente superato quelle sul mercato regolato.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Ricavi	602	642	(40)	-6,2%
Margine operativo lordo	126	144	(18)	-12,5%
Risultato operativo	73	91	(18)	-19,8%
Investimenti	36 ⁽¹⁾	41	(5)	-12,2%

(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			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	298	304	(6)	-2,0%
Russia	266	314	(48)	-15,3%
Altri paesi	38	24	14	58,3%
Totale	602	642	(40)	-6,2%

I **ricavi** del primo trimestre 2018 risultano pari a 602 milioni di euro con un decremento di 40 milioni di euro (-6,2%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ai minori ricavi in Russia per 48 milioni di euro, prevalentemente riferibili al deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (33 milioni di euro), nonché alla diminuzione dei prezzi di vendita;

- > alla riduzione dei ricavi in Romania per 6 milioni di euro, connessa principalmente al decremento dei ricavi per connection fee (4 milioni di euro) riferibile all'applicazione dell'IRFS 15 e ai minori volumi trasportati (2 milioni di euro);
- > all'aumento dei ricavi in altri paesi per 14 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'aumento dei ricavi per vendite energia da parte di Enel Trade Croazia.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	45	43	2	4,7%
Russia	67	90	(23)	-25,6%
Altri paesi	14	11	3	27,3%
Totale	126	144	(18)	-12,5%

Il margine operativo lordo ammonta a 126 milioni di euro, registrando un decremento di 18 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2017. Tale andamento è relativo:

- > ad un decremento del margine operativo lordo in Russia per 23 milioni di euro, prevalentemente per effetto della diminuzione dei prezzi di vendita nonché del già citato effetto negativo del cambio (9 milioni di euro);
- > ad un aumento del margine operativo lordo in Romania per 2 milioni di euro che riflette essenzialmente l'incremento dei volumi venduti di energia elettrica e l'aumento dei prezzi di vendita sia nel mercato libero che in quello regolato.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	11	8	3	37,5%
Russia	52	75	(23)	-30,7%
Altri paesi	10	8	2	25,0%
Totale	73	91	(18)	-19,8%

Il risultato operativo del primo trimestre 2018 è pari a 73 milioni di euro ed è in diminuzione di 18 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017. 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 2017.

Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	25	18	7	38,9%
Russia	11	16	(5)	-31,3%
Altri paesi	- ⁽¹⁾	7	(7)	-
Totale	36	41	(5)	-12,2%

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

Gli **investimenti** ammontano a 36 milioni di euro, in diminuzione di 5 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti del primo trimestre 2018 si riferiscono prevalentemente ad interventi sulle reti di distribuzioni in Romania.

Nord e Centro America

Dati operativi⁸

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Idroelettrica	818	661	157	23,8%
Eolica	2.400	1.849	551	29,8%
Altre fonti	169	15	154	-
Totale produzione netta	3.387	2.525	862	34,1%
- di cui Stati Uniti e Canada	1.946	1.318	628	47,6%
- di cui Messico	654	604	50	8,3%
- di cui Panama	593	450	143	31,8%
- di cui altri paesi	194	153	41	26,8%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel 2018 è pari a 3.387 milioni di kWh, con un incremento di 862 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore generazione da fonte eolica negli Stati Uniti e Canada (599 milioni di kWh), riconducibile all'entrata in funzione di parte dei nuovi impianti eolici; a tale variazione si aggiungono le maggiori quantità prodotte da fonte solare negli Stati Uniti (+106 kWh) e da fonte idroelettrica nei paesi panamensi (+130 milioni di kWh).

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Ricavi	234	177	57	32,2%
Margine operativo lordo	121	113	8	7,1%
Risultato operativo	59	62	(3)	-4,8%
Investimenti	262 ⁽¹⁾	380	(118)	-31,1%

(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 2018.

Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	132	85	47	55,3%
Messico	41	38	3	7,9%
Panama	42	38	4	10,5%
Altri paesi	19	16	3	18,8%
Totale	234	177	57	32,2%

I **ricavi** del primo trimestre 2018 ammontano a 234 milioni di euro, con un incremento di 57 milioni di euro (+32,2%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, nonostante lo sfavorevole andamento del cambio. Tale variazione è connessa:

- > all'incremento dei ricavi in Nord America per 47 milioni di euro, da riferirsi principalmente alle maggiori vendite della Global Business Line Enel X per 23 milioni di euro, in particolare da parte di EnerNOC (21 milioni di euro) e eMotorWerks (2 milioni di euro), società entrambe acquisite nella seconda metà del 2017, nonché ai maggiori ricavi da tax partnership come conseguenza dello sviluppo di nuovi impianti di EGPNA (14 milioni di euro);
- > ai maggiori ricavi nella Repubblica di Panama per 4 milioni di euro, da riferire principalmente alla maggiori quantità di energia elettrica vendute.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	43	47	(4)	-8,5%
Messico	30	27	3	11,1%
Panama	34	29	5	17,2%
Altri paesi	14	10	4	40,0%
Totale	121	113	8	7,1%

Il **margine operativo lordo** ammonta, nel primo trimestre 2018, a 121 milioni di euro, in incremento di 8 milioni di euro (+7,1%) rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale incremento è riferibile:

- > al minor margine realizzato in Nord America per 4 milioni di euro da ricondurre prevalentemente ai maggiori costi riferiti a personale e servizi sostenuti da EnerNOC solo parzialmente compensati dai maggiori ricavi sopra commentati;
- > all'incremento del margine nella Repubblica di Panama per 5 milioni di euro, per quanto sopra commentato nei ricavi e per minori costi per servizi e personale.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	2	21	(19)	-90,5%
Messico	19	13	6	46,2%
Panama	31	26	5	19,2%
Altri paesi	7	2	5	-
Totale	59	62	(3)	-4,8%

Il **risultato operativo**, pari a 59 milioni di euro, registra un decremento di 3 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e impairment per 11 milioni di euro connessi all'entrata in funzione in Nord America di nuovi impianti eolici e per effetto della variazione di perimetro relativa essenzialmente a EnerNOC.

Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2.017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	252	316	(64)	-20,3%
Messico	9 ⁽¹⁾	40	(31)	-77,5%
Panama	1	4	(3)	-75,0%
Altri paesi	-	20	(20)	-
Totale	262	380	(118)	-31,1%

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

Gli **investimenti** del primo trimestre 2018 ammontano a 262 milioni di euro, con un decremento di 118 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, da attribuire ai minori investimenti in tutti i paesi del Centro America. Nel Nord America gli investimenti nei nuovi impianti eolici di Rattlesnake (114 milioni), Diamond Vista (52 milioni) e Hilltopper (34 milioni) non sono sufficienti a compensare i minori investimenti rispetto al primo trimestre del 2017.

Africa Sub-Sahariana e Asia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Eolica	182	143	39	27,3%
Altre fonti	158	158	-	-
Totale	340	301	39	13,0%
- di cui Sud Africa	306	246	60	24,4%
- di cui India	34	55	(21)	-38,2%

La produzione netta è pari nel primo trimestre 2018 a 340 milioni di kWh con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2017 di 39 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore

produzione realizzata dall'impianto sudafricano di Gibson Bay (+65 milioni di kWh); più bassa è invece risultata l'energia eolica generata in India a causa delle avverse condizioni meteorologiche.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Ricavi	24	21	3	14,3%
Margine operativo lordo	13	12	1	8,3%
Risultato operativo	-	2	(2)	-
Investimenti	1	8	(7)	-87,5%

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

Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Sud Africa	22	18	4	22,2%
India	2	3	(1)	-33,3%
Totale	24	21	3	14,3%

I **ricavi** del primo trimestre 2018 ammontano a 24 milioni di euro, con un incremento di 3 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente beneficiando soprattutto della maggiore produzione e vendita di elettricità generata dagli impianti eolici e solari sudafricani.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Sud Africa	12	12	-	-
India	1	-	1	-
Altri paesi	-	-	-	-
Totale	13	12	1	8,3%

Il **margine operativo lordo** ammonta, nel primo trimestre 2018, a 13 milioni di euro, in incremento di 1 milione di euro rispetto all'analogo periodo del 2017 a seguito degli stessi fenomeni commentati nei ricavi.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Sud Africa	-	4	(4)	-
India	-	(2)	2	-
Altri paesi	-	-	-	-
Totale	-	2	(2)	-

Il **risultato operativo** registra un decremento di 2 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e impairment per 3 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Sud Africa	1	7	(6)	-85,7%
India	-	1	(1)	-
Totale	1	8	(7)	-87,5%

Gli **investimenti** del primo trimestre 2018 ammontano a 1 milione di euro in decremento di 7 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Altro, elisioni e rettifiche

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Ricavi (al netto delle elisioni)	127	100	27	27,0%
Margine operativo lordo	(37)	(83)	46	55,4%
Risultato operativo	(44)	(87)	43	49,4%
Investimenti	20	-	20	-

I **ricavi** del primo trimestre 2018, al netto delle elisioni, risultano pari a 127 milioni di euro con un incremento di 27 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (27,0%).

La variazione è riferibile sostanzialmente:

- > agli effetti della confluenza nel segmento Central delle funzioni Global di alcune società italiane;
- > alla riduzione di 4 milioni di euro delle management fee su servizi prestati ad altre divisioni del gruppo;
- > ai minori ricavi (4 milioni di euro) per servizi di assistenza sistemistica ed applicativa.

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre 2018, negativo per 37 milioni di euro, registra un incremento di 46 milioni di euro. Tale aumento è principalmente connesso alla rilevazione di più alti costi capitalizzati, alle confluenze sopra citate, nonché alla maggiore marginalità unitaria relativa ad alcuni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo.

Il **risultato operativo**, del primo trimestre 2018, negativo per 44 milioni di euro, risulta in miglioramento di 43 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, in considerazione di quanto sopra citato. Gli ammortamenti e impairment risultano pari a 7 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre 2018 registrano un incremento di 20 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2017 e sono relativi prevalentemente alla nuova 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 31.03.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	91.647	91.738	(91)	-0,1%
- avviamento	13.736	13.746	(10)	-0,1%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.622	1.598	24	1,5%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(8.018)	(1.677)	(6.341)	-
Totale Attività immobilizzate nette	98.987	105.405	(6.418)	-6,1%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	14.490	14.529	(39)	-0,3%
- rimanenze	2.587	2.722	(135)	-5,0%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.613)	(3.912)	299	-7,6%
- altre attività/(passività) correnti nette	(6.865)	(6.311)	(554)	-8,8%
- debiti commerciali	(10.664)	(12.671)	2.007	15,8%
Totale Capitale circolante netto	(4.065)	(5.643)	1.578	28,0%
Capitale investito lordo	94.922	99.762	(4.840)	-4,9%
Fondi diversi:				
- Benefici ai dipendenti	(2.388)	(2.407)	19	0,8%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.172)	(8.025)	1.853	23,1%
Totale Fondi diversi	(8.560)	(10.432)	1.872	17,9%
Attività nette possedute per la vendita	341	241	100	41,5%
Capitale investito netto	86.703	89.571	(2.868)	-3,2%
Patrimonio netto complessivo	48.832	52.161	(3.329)	-6,4%
Indebitamento finanziario netto	37.871	37.410	461	1,2%

Il *capitale investito netto* al 31 marzo 2018 è pari a 86.703 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e dei terzi per 48.832 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.871 milioni di euro. Quest'ultimo al 31 marzo 2018 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,78 (0,72 al 31 dicembre 2017).

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 31.03.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	9.680	8.310	1.370	16,5%
- obbligazioni	31.673	32.285	(612)	-1,9%
- debiti verso altri finanziatori	1.714	1.844	(130)	-7,0%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>43.067</i>	<i>42.439</i>	<i>628</i>	<i>1,5%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.425)	(2.444)	19	0,8%
Indebitamento netto a lungo termine	40.642	39.995	647	1,6%
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.416	1.346	70	5,2%
- altri finanziamenti a breve verso banche	591	249	342	-
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>2.007</i>	<i>1.595</i>	<i>412</i>	<i>25,8%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	4.015	5.429	(1.414)	-26,0%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	216	225	(9)	-4,0%
Commercial paper	2.327	889	1.438	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	484	449	35	7,8%
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	48	307	(259)	-84,4%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>7.090</i>	<i>7.299</i>	<i>(209)</i>	<i>-2,9%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.313)	(1.094)	(219)	-20,0%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	-	(42)	42	-
Crediti finanziari - cash collateral	(3.068)	(2.664)	(404)	-15,2%
Altri crediti finanziari a breve termine	(2.445)	(589)	(1.856)	-
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(5.042)	(7.090)	2.048	28,9%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(11.868)</i>	<i>(11.479)</i>	<i>(389)</i>	<i>-3,4%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(2.771)	(2.585)	(186)	-7,2%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	37.871	37.410	461	1,2%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	1.435	1.364	71	5,2%

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

L'indebitamento finanziario netto è pari a 37.871 milioni di euro al 31 marzo 2018, con un incremento di 461 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra un incremento di 647 milioni di euro, dovuto essenzialmente all'incremento dell'indebitamento lordo pari a 628 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 9.680 milioni di euro, registrano un incremento di 1.370 milioni di euro principalmente dovuto al tiraggio di finanziamenti in dollari statunitensi ed in pesos cileni da parte di Enel Chile per un controvalore di 1.260 milioni di euro e al tiraggio di finanziamenti bancari in dollari statunitensi da parte del Gruppo Enel Green Power Brasile per un controvalore di 119 milioni di euro.

Tale incremento è parzialmente compensato dalla riclassifica nella quota corrente dei finanziamenti bancari a lungo termine e dalle differenze positive di cambio intercorse nel periodo;

- > le obbligazioni, pari a 31.673 milioni di euro, registrano un decremento di 612 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Tale variazione è principalmente dovuta alla riclassifica nella quota corrente di 1.245 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario ibrido in euro, emesso da Enel SpA nel 2013 con prima opzione di rimborso anticipato nel mese di gennaio 2019, e di un controvalore di 173 milioni di euro relativo a prestiti obbligazionari in moneta locale emessi da società latino-americane ed a differenze positive di cambio intercorse nel periodo; tali riduzioni sono parzialmente compensate dalle nuove emissioni di prestiti obbligazionari, tra le quali si segnala il Green Bond emesso a gennaio 2018 da Enel Finance International per un ammontare pari a 1.250 milioni di euro;
- > i debiti verso altri finanziatori, pari a 1.714 milioni di euro al 31 marzo 2018, evidenziano un decremento di 130 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria pari a 2.771 milioni di euro al 31 marzo 2018, con un incremento di 186 milioni di euro rispetto a fine 2017. Tale variazione è la risultante dell'incremento dei debiti bancari a breve termine per 412 milioni di euro, ampiamente compensato dal decremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 209 milioni di euro e dall'incremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve termine per complessivi 389 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.090 milioni di euro, sono incluse le emissioni di Commercial Paper in capo principalmente ad Enel Finance International ed International Endesa BV per un valore totale pari a 2.327 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi pari a 4.015 milioni di euro.

Si segnala che nel corso del primo trimestre 2018 sono stati rimborsati due prestiti obbligazioni retail, per un valore nozionale totale di 3.000 milioni di euro, emessi da Enel SpA nel mese di febbraio 2012 con una durata di sei anni.

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 3.068 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati dalle stesse controparti è pari a 484 milioni di euro.

Le disponibilità e i crediti finanziari a breve termine, pari a 11.868 milioni di euro, aumentano di 389 milioni di euro rispetto a fine 2017, per effetto principalmente dell'aumento degli altri crediti finanziari a breve termine per 1.856 milioni di euro e dei cash collateral versati per 404 milioni di euro parzialmente compensato dalla riduzione delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 2.048 milioni di euro.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** nel primo trimestre 2018 è positivo per 1.898 milioni di euro, evidenziando un miglioramento di 158 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento trova giustificazione nel miglioramento dei risultati economici, solo parzialmente compensato dal maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nel primo trimestre 2018 ha assorbito liquidità per 1.364 milioni di euro, mentre nei primi tre mesi 2017 ne aveva assorbita per 1.740 milioni di euro.

In particolare, il fabbisogno generato nel primo trimestre 2018 per attività di investimento in beni materiali ed immateriali, pari a 1.379 milioni di euro, registra una diminuzione pari a 74 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. I minori investimenti effettuati nel settore delle energie rinnovabili in Sud America e in Nord e Centro America, sono stati solo parzialmente compensati dai maggiori investimenti in Italia e in Iberia per maggiori attività sulle reti di distribuzione di energia elettrica. Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari 28 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente alla liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas. Il flusso di cassa generato dalle altre attività di investimento/disinvestimento nel primo trimestre del 2018 è positivo per 13 milioni di euro.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 2.498 milioni di euro. Nei primi tre mesi 2017 aveva assorbito liquidità per 2.449 milioni di euro. Il flusso del primo trimestre 2018 è essenzialmente riferito alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) per 1.108 milioni di euro e al pagamento dei dividendi per 1.390 milioni di euro, che includono -per 1.068 milioni di euro- il pagamento dell'acconto sul dividendo pari a 0,105 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 8 novembre 2017.

Pertanto, nei primi tre mesi 2018 il cash flow generato dall'attività operativa, pari a 1.898 milioni di euro, ha fronteggiato, solo in parte, i fabbisogni legati all'attività di investimento (1.364 milioni di euro) e all'attività di finanziamento(2.498 milioni di euro). La differenza negativa trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che, al 31 marzo 2018, risultano pari a 5.114 milioni di euro a fronte dei 7.121 milioni di euro di inizio 2018. Tale ultima variazione include per 43 milioni di euro gli effetti connessi al deprezzamento dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro.

Fatti di rilievo del primo trimestre 2018

Emissione di un nuovo green bond in Europa per 1.250 milioni di euro

In data 9 gennaio 2018 Enel Finance International ha collocato con successo sul mercato europeo il suo secondo green bond, destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel.

L'emissione ammonta a complessivi 1.250 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza in data 16 settembre 2026, e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari a 1,125%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di settembre, a partire da settembre 2018. Il prezzo di emissione è stato fissato in 99,184% e il rendimento effettivo a scadenza è pari a 1,225%.

L'operazione ha raccolto adesioni per un importo superiore a 3 miliardi di euro, con una partecipazione significativa di cosiddetti "Investitori Socialmente Responsabili" ("SRI") e ha permesso al Gruppo Enel di continuare a diversificare la propria base di investitori. I proventi netti dell'emissione – effettuata nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie denominato "€35,000,000,000 Euro Medium Term Notes Programme – saranno utilizzati per finanziare e/o rifinanziare, in tutto o in parte, i cosiddetti "eligible green projects" del Gruppo Enel individuati e/o da individuare in conformità ai cosiddetti "Green Bond Principles" pubblicati dall'ICMA - International Capital Market Association.

Conferma di Enel negli indici di sostenibilità ECPI

Il 23 gennaio 2018 Enel è stata confermata per la decima volta negli indici di sostenibilità ECPI, che valutano le aziende sulla base delle loro performance in materia ambientale, sociale e di governance (ESG). Questo risultato ha rappresentato il riconoscimento di una chiara visione strategica di lungo termine, della solidità della gestione operativa e dell'impegno per rispondere ai bisogni ambientali e sociali da parte di Enel. Anche Endesa, la controllata spagnola di Enel, è negli indici ECPI.

Enel è inclusa in quattro indici ECPI:

- > l'indice ECPI Global Renewable Energy Equity, che seleziona le 40 aziende attive nella produzione e trading di energia da fonti rinnovabili con i più alti rating ESG;
- > l'indice ECPI Global Climate Change Equity, che offre agli investitori visibilità verso le aziende meglio posizionate per cogliere le opportunità offerte dalla sfida del cambiamento climatico;
- > l'indice ECPI Euro ESG Equity, composto dalle 320 aziende con la maggior capitalizzazione sul mercato dell'Eurozona che soddisfano i criteri di ECPI in ambito ESG;
- > l'indice ECPI World ESG Equity, un indice di riferimento ampio che rappresenta le imprese dei mercati sviluppati che soddisfano i criteri di ECPI in ambito ESG.

La serie degli indici ECPI è stata creata per fornire uno strumento essenziale nell'analisi del rischio e della performance delle imprese in merito alle attività ESG e per valutare le prestazioni delle società di gestione che privilegiano la sostenibilità come criterio di investimento. I criteri della responsabilità sociale utilizzati per selezionare le componenti degli indici hanno consentito agli investitori di esprimere il proprio interesse per i temi della sostenibilità e per accrescerne l'importanza nei loro piani industriali

Protocollo d'intesa con PwC

Il 25 gennaio 2018 Enel X e PwC hanno siglato un Protocollo d'intesa per lo sviluppo della mobilità elettrica in ambito aziendale attraverso test e progetti sperimentali. L'accordo ha una durata di circa tre anni e prevede una fase preliminare di studi e analisi, seguita dalla realizzazione di progetti pilota sul campo.

L'obiettivo è di favorire lo sviluppo sostenibile del settore dei trasporti, in particolare di quello aziendale, sfruttando le potenzialità offerte dalla mobilità elettrica in termini di riduzione dell'inquinamento atmosferico

e di abbattimento dei costi di gestione delle flotte. Il test verrà effettuato sul parco auto di PwC con l'obiettivo di superare l'idea che i veicoli elettrici possano essere utilizzati esclusivamente in ambito privato e urbano. Inoltre, PwC metterà a disposizione di Enel X le proprie competenze nell'ambito della mobilità elettrica e del fleet management per lo sviluppo di soluzioni innovative di gestione delle flotte aziendali. Le e-car potrebbero infatti entrare a far parte delle dotazioni delle imprese visto che quasi la metà dei veicoli in dotazione alle imprese percorre meno di 100 chilometri al giorno, ben al di sotto dell'autonomia media dei modelli elettrici presenti sul mercato. L'accordo tra Enel X e PwC permetterà quindi di mettere a fattor comune le rispettive competenze e diffondere anche tra le società clienti del network PwC sul mercato italiano la cultura dell'auto elettrica a servizio delle flotte aziendali.

Accordo per la fornitura di energia in Nevada

In data 25 gennaio 2018 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha siglato un accordo di fornitura di energia (Power Purchase Agreement, PPA) con Wynn Las Vegas, in virtù del quale il resort, ubicato nella Strip, la strada più nota di Las Vegas, acquisterà l'energia prodotta dalla "Wynn Solar Facility at Stillwater" (27 MW), il nuovo impianto solare fotovoltaico di EGPNA. Il nuovo parco solare, attualmente in costruzione in Nevada, dovrebbe entrare in servizio nella prima metà del 2018.

La costruzione del nuovo parco solare fotovoltaico, che si estende su circa 65 ettari, richiederà un investimento di circa 40 milioni di dollari statunitensi, in linea con quanto previsto dall'attuale piano strategico di Enel. Si prevede che l'impianto produrrà oltre 43.900 MWh di energia l'anno, che verranno interamente ceduti al resort di Las Vegas ai sensi del PPA.

Aggiudicazione dello "Yankee Bond Award 2017"

Il 31 gennaio 2018 Enel è stata premiata con il "Yankee Bond Award 2017" da International Financing Review (IFR), fornitore leader di servizi di intelligence sui mercati finanziari globali, per l'emissione a maggio 2017 di un bond a tripla tranche per un totale di 5 miliardi di dollari statunitensi, la più grande emissione obbligazionaria mai lanciata da un'azienda italiana sul mercato statunitense.

IFR ha elogiato Enel per le modalità di esecuzione e definizione del prezzo dell'operazione, la prima della società in valuta americana dal 2013. La transazione è stata coerente con l'approccio di marketing adottato in più di quattro anni, durante i quali Enel ha mantenuto contatti regolari con gli investitori statunitensi, accrescendo la loro consapevolezza sui punti di forza fondamentali del proprio business.

Accordo per l'acquisizione di Parques Eólicos Gestinver

In data 2 febbraio 2018 Enel Green Power España ("EGPE") ha firmato un accordo per l'acquisizione del 100% di Parques Eólicos Gestinver, società che possiede cinque impianti eolici in Galizia e Catalogna per una capacità totale di circa 132 MW, dalle aziende spagnole Elawan Energy e Genera Avante, a fronte di un corrispettivo totale di 178 milioni di euro.

A seguito del closing dell'acquisizione, previsto entro la prima metà del 2018 e soggetto a una serie di condizioni usuali per questo tipo di transazioni, la capacità installata di EGPE in Spagna supererà i 1.806 MW, di cui 1.749 MW da fonte eolica (circa l'8% della capacità eolica totale installata in Spagna), 43 MW da mini-idro e 14 MW da altre fonti rinnovabili.

Accordo di partnership in Canada

Il 7 febbraio 2018 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha firmato un accordo di partnership con la Alberta Investment Management Corporation, cui venderà il 49% delle azioni dei due parchi eolici Riverview (115 MW) e Fase 2 di Castle Rock Ridge (30,6 MW) che verranno realizzati nella provincia di

Alberta, in Canada. Il corrispettivo totale della vendita sarà pagato alla chiusura dell'operazione e definito al momento dell'entrata in esercizio degli impianti, prevista per la fine del 2019. A seguito del completamento della transazione, EGPNA continuerà a gestire, operare e assicurare la manutenzione di entrambi i parchi eolici, in cui manterrà una quota di maggioranza del 51%.

Riverview Wind e Fase 2 di Castle Rock Ridge, un'espansione dell'esistente parco eolico di EGPNA Castle Rock Ridge (76,2 MW), si trovano entrambi a Pincher Creek, in Alberta. L'investimento complessivo nella costruzione dei due parchi eolici, la cui entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2019, ammonta a circa 170 milioni di dollari statunitensi. A regime, le due strutture dovrebbero generare circa 555 GWh l'anno, più che raddoppiando la capacità del Gruppo in Canada, attualmente di oltre 103 MW.

I due parchi eolici forniranno energia e crediti di energia rinnovabile all'Alberta Electric System Operator ("AESO") in virtù di due accordi ventennali di Renewable Energy Support assegnati a Enel nel dicembre 2017 all'esito della prima gara indetta nell'ambito del Renewable Electricity Program della Provincia.

Aggiudicazione di servizi di Demand Response in Giappone

L'8 febbraio 2018 Enel X si è aggiudicata, tramite la controllata statunitense di servizi di demand response EnerNOC la fornitura di 165 MW di risorse per la gestione della domanda in Giappone, a seguito della gara per riserve di bilanciamento indetta da un gruppo di utility giapponesi.

Con questa aggiudicazione, che conferma Enel quale maggior aggregatore indipendente di demand response in Giappone, il Gruppo arriva a quasi triplicare il proprio impianto virtuale sul mercato giapponese, passando da 60 a circa 165 MW, pari a una quota di mercato del 17%, a partire da luglio 2018 quando i nuovi programmi saranno operativi.

Aggiudicazione del premio "Corporate Governance 2018"

Il 12 febbraio 2018 Ethical Boardroom, importante rivista specializzata del Regno Unito, ha assegnato a Enel il premio "Corporate Governance 2018" per l'Europa e nel settore industriale "Utilities". La rivista, che si occupa di tematiche di governance societaria su scala mondiale, ha elogiato gli standard di sostenibilità, nonché le best practice di corporate governance dell'azienda. Enel è stata designata tra i candidati al premio dai lettori della rivista, principalmente alti dirigenti delle principali società quotate su scala mondiale e analisti specializzati in sostenibilità di importanti investitori istituzionali. Enel è l'unica azienda italiana ad avere ricevuto un premio in occasione dell'edizione 2018 dei "corporate governance awards" di Ethical Boardroom.

Protocollo d'intesa per la mobilità sostenibile nel settore del turismo in Italia

In data 15 febbraio 2018 Enel e il Ministero dei Beni Culturali hanno firmato un Protocollo d'intesa per la promozione e lo sviluppo dell'uso dell'energia elettrica per la mobilità sostenibile nel settore turistico.

Il Protocollo rappresenta una leva strategica per aumentare la consapevolezza dei cittadini sui benefici derivanti dalla diffusione della mobilità elettrica. Inoltre, consentirà la creazione di un quadro istituzionale di riferimento propedeutico ad accordi commerciali con le associazioni di categoria per l'installazione delle infrastrutture di ricarica elettrica nelle strutture turistico-ricettive, nonché per l'avvio di progetti nelle principali città a vocazione turistica.

Enel, attraverso Enel X, la società del Gruppo dedicata allo sviluppo di prodotti e servizi innovativi, collaborerà con le Associazioni di categoria e gli enti del settore turistico per installare punti di ricarica elettrica nelle strutture ricettive attraverso soluzioni commerciali *ad hoc* e nella ricerca e progettazione di soluzioni replicabili da estendere ad altre realtà della penisola.

Enel inoltre sperimenterà sistemi di mobilità elettrica nelle aree metropolitane e nelle città a maggiore vocazione turistica, anche in partnership con altri operatori della filiera.

Fortaleza - Brasile

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

CGTF, al fine di garantire la sicurezza elettrica in Brasile, ha avviato un'azione legale contro Petrobras e ha ottenuto, a fine 2017, un provvedimento cautelare dall'autorità giudiziaria che ha sospeso la risoluzione del contratto il quale è stato dichiarato ancora in essere.

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

Successivamente, il 27 febbraio 2018, la Corte ha deciso di estinguere l'azione avviata da CFTG davanti alla giurisdizione ordinaria e, di conseguenza, di revocare la misura cautelare che aveva permesso la fornitura di gas.

CGTF ha impugnato quest'ultima decisione al fine di ripristinare la fornitura di gas, confidando che il potere giudiziario riconosca l'obbligo di Petrobras di adempiere al contratto.

Costruzione di un nuovo parco eolico negli Stati Uniti

Enel, attraverso la controllata statunitense per le rinnovabili Enel Green Power North America, ha avviato la costruzione del parco eolico Diamond Vista, che avrà una capacità installata di circa 300 MW e sorgerà nelle contee di Marion e Dickinson, in Kansas. Una volta completato, Diamond Vista rafforzerà ulteriormente la posizione di Enel quale maggior operatore eolico dello stato con circa 1.400 MW di capacità eolica in esercizio.

L'investimento previsto per la costruzione di Diamond Vista è di circa 400 milioni di dollari statunitensi ed è parte degli investimenti delineati nell'attuale piano strategico di Gruppo. L'impianto è finanziato da risorse del Gruppo. L'entrata in esercizio dell'impianto è prevista entro la fine del 2018 e, una volta operativo, sarà in grado di generare circa 1.300 GWh l'anno.

e-distribuzione vince il bando del Ministero dello Sviluppo Economico per la realizzazione di smart grid

e-distribuzione si è aggiudicata il bando nazionale sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia nei territori delle Regioni meno sviluppate, per il quale il Ministero dello Sviluppo Economico ha stanziato 80 milioni di euro del Programma Operativo Nazionale (PON) “Imprese e Competitività” 2014-2020.

Il bando prevede la realizzazione di interventi di costruzione, adeguamento, efficientamento e potenziamento di infrastrutture elettriche per la distribuzione, o smart grid, finalizzati a incrementare direttamente la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita da fonti rinnovabili. Per raggiungere questo obiettivo, e-distribuzione si è aggiudicata tutte le risorse attualmente destinate dal Ministero dello Sviluppo Economico a finanziare il bando, con 21 progetti ammessi a finanziamento (100% dei costi a fondo perduto) per un ammontare di 80 milioni di euro, con due progetti del valore di 7 milioni di

euro per la Basilicata, sette progetti per un ammontare di 29 milioni di euro in Campania e 12 progetti in Sicilia per il valore di 44 milioni di euro.

Sequestro della centrale di Brindisi

Il 28 settembre 2017 è stato notificato a Enel Produzione il provvedimento con il quale il giudice per le indagini preliminari di Lecce dispone il sequestro della centrale termoelettrica di Brindisi - Cerano. Detto provvedimento si inserisce nel contesto di una indagine penale avviata dalla Procura presso il Tribunale di Lecce afferente ai processi di riutilizzo, nell'ambito dell'industria cementiera, delle ceneri c.d. "leggere", ovvero prodotte dalla combustione del carbone e captate dai sistemi di abbattimento dei fumi della suddetta centrale. L'indagine coinvolge anche Cementir, impresa cementiera alla quale erano destinate le ceneri per la produzione del cemento, e la società ILVA che forniva a Cementir altri residui per la produzione di cemento.

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

Il provvedimento di sequestro, al fine di garantire la continuità aziendale, ha autorizzato la Centrale di Brindisi a proseguire la produzione per 60 giorni (successivamente prorogati fino al 24 febbraio 2018) nel rispetto di alcune prescrizioni tecniche volte – secondo l'ipotesi accusatoria – alla rimozione delle presunte carenze gestionali nella gestione delle generi contestate. Alla società Enel Produzione, ai sensi del decreto legislativo n. 231/01, sono contestati i medesimi reati per i quali sono indagati i dirigenti/dipendenti della società. In considerazione di detta contestazione, come previsto dalla normativa, il Giudice per le indagini preliminari di Lecce, contestualmente al sequestro della centrale, ha disposto anche il sequestro per equivalente per un valore di circa 523 milioni di euro, che rappresenterebbe il profitto che la Procura della Repubblica di Lecce titolare delle indagini ritiene sia stato conseguito in virtù dell'asserito illecito trattamento delle ceneri.

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

Enel Produzione ha evidenziato alla magistratura inquirente che la centrale è esercita in conformità alla normativa di settore e dei più alti standard tecnologici internazionali, oltre che con ciclo produttivo e di riuso dei residui identico a quello delle più efficienti centrali europee e del resto del mondo, nel rispetto dei più moderni dettami ambientali volti a promuovere un'economia circolare. Le analisi svolte sulle ceneri prima del sequestro e quelle successive hanno sempre confermato la non pericolosità delle stesse e dunque la legittimità della loro gestione. Enel Produzione, pur senza condividere le tesi accusatorie, ha comunque manifestato la propria piena disponibilità a definire in tempi brevi, d'intesa con la magistratura inquirente e con gli amministratori giudiziari, soluzioni tecniche per l'esecuzione delle prescrizioni imposte dal decreto di sequestro che tengano nel contempo conto delle complessità gestionali e logistiche connesse alla loro attuazione e dei relativi rischi per il sistema elettrico nazionale. A tal riguardo, con la richiesta di proroga della facoltà d'uso della centrale in data 15 novembre 2017, ENEL Produzione ha chiesto di essere autorizzata a sperimentare una ipotesi gestoria finalizzata ad attuare una separazione delle ceneri per fasi di funzionamento, di modo da poter costituire attuazione delle prescrizioni imposte dal Decreto. Successivamente, all'esito di detta sperimentazione, ha ottenuto la proroga di esercizio per ulteriori 90 giorni a partire dal 24 febbraio 2018.

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

Le attività peritali sono in corso. Nel frattempo, a seguito di istanza di Enel Produzione in data 19 aprile 2018 e, tenuto conto delle esigenze connesse alla necessità di assicurare il funzionamento della centrale, il GIP ha autorizzato la società all'"utilizzo" della richiamata soluzione gestoria, finalizzata ad attuare una

separazione delle ceneri per fasi di funzionamento, quale misura attuativa delle prescrizioni imposte dal Decreto di sequestro, autorizzazione che non richiederà ulteriori proroghe di esercizio.

Avviato l'esercizio del più grande impianto solare fotovoltaico del Perù

Il 21 marzo, Enel, attraverso la controllata peruviana per le rinnovabili Enel Green Power Perù, ha avviato l'esercizio dell'impianto solare fotovoltaico da 180 MW¹ Rubi, il più grande di questo tipo in Perù e primo impianto solare di Enel nel Paese.

Per la costruzione di Rubi Enel ha investito di circa 170 milioni di dollari USA, che rientrano nell'ambito degli investimenti previsti dall'attuale piano Strategico. L'impianto si trova nella provincia di Mariscal Nieto in Perù, ed è finanziato in parte con risorse proprie del Gruppo e in parte con fondi della Banca europea per gli investimenti. L'energia prodotta verrà commercializzata nel quadro di un contratto ventennale di acquisto di energia (PPA) siglato con il Ministero dell'Energia e delle Miniere del Perù. Una volta a regime, Rubi sarà in grado di generare circa 440 GWh all'anno, che saranno immessi nel sistema elettrico peruviano (SEIN).

Enel: positiva conclusione della riorganizzazione societaria in Cile

Il 26 marzo Enel ha concluso con successo l'OPA lanciata da Enel Chile sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza di quest'ultima, la cui efficacia risultava subordinata all'acquisizione di un numero complessivo di azioni tale da consentire ad Enel Chile di incrementare la propria partecipazione ad oltre il 75% del capitale di Enel Generación Chile da circa il 60% precedente l'Operazione. Infatti, l'OPA ha infatti raggiunto adesioni per un numero di azioni corrispondente a circa il 33,6% del capitale di Enel Generación Chile, consentendo così ad Enel Chile di incrementare la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale. L'Operazione è parte del processo di semplificazione del Gruppo, uno dei cinque principi fondamentali del Piano Strategico. Enel prevede di proseguire nella riduzione del numero di società operative in Sud America, con l'obiettivo di raggiungere meno di 30 società operative nella regione entro il 2020, a fronte delle 53 società presenti a fine 2017.

In particolare, il 25 marzo 2018, data di pubblicazione dell'avviso concernente gli esiti dell'OPA (aviso de resultado), è divenuta efficace l'accettazione dell'OPA di Enel Chile da parte dei soci di minoranza di Enel Generación Chile che vi hanno aderito. All'esito della riorganizzazione societaria sopra descritta la partecipazione posseduta, direttamente e indirettamente, da Enel in Enel Chile si è attestata a circa il 62% del capitale di quest'ultima dal precedente 60,6%.

Scenario di riferimento

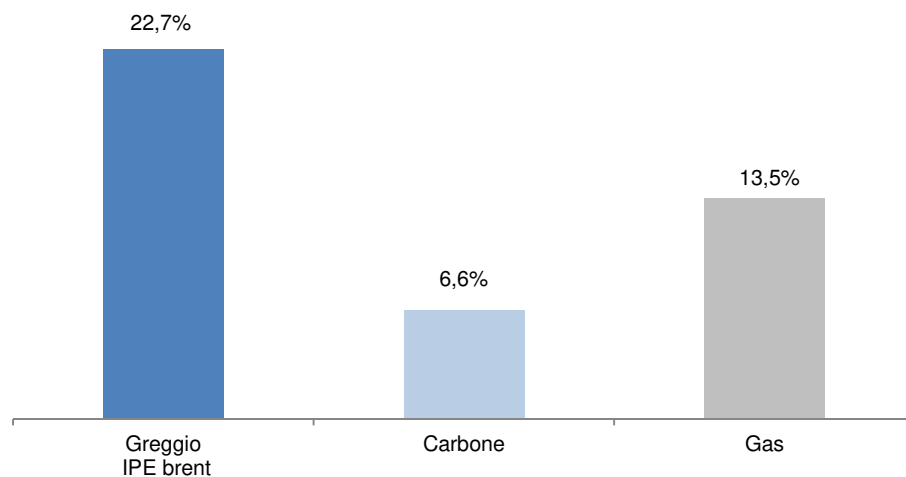
Andamento dei principali indicatori di mercato

	1° trimestre	
	2018	2017
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	67,1	54,7
Prezzo medio CO ₂ (euro/ton)	9,8	5,2
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) ⁽¹⁾	86,8	81,4
Prezzo medio del gas (euro/MWh) ⁽²⁾	21,0	18,5
Cambio medio dollaro USA per euro	1,229	1,065
Euribor a sei mesi (media del periodo)	0,27%	0,24%

(1) Indice API#2.

(2) TTF.

Variazione prezzi medi combustibili nel primo trimestre 2018 rispetto al primo trimestre 2017



I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh	1° trimestre		
	2018	2017	Variazione
Italia	81.120	80.121	1,2%
Spagna	66.585	64.149	3,8%
Portogallo	13.594	12.987	4,7%
Francia	142.520	144.092	-1,1%
Grecia	12.159	12.592	-3,4%
Romania	16.900	16.383	3,2%
Russia	220.745	216.356	2,0%
Slovacchia	8.004	8.293	-3,5%
Argentina	35.610	35.809	-0,6%
Brasile	147.333	149.011	-1,1%
Cile	18.550	18.029	2,9%
Colombia	16.465	16.215	1,5%

Fonte: TSO nazionali.

Nei primi tre mesi del 2018 l'andamento della domanda elettrica in Italia è stata positiva 1,2%, come anche l'andamento della domanda elettrica in Spagna che ha registrato un forte incremento (2,9 %) rispetto allo stesso periodo del 2017. In entrambi i casi, la crescita è dovuta principalmente alle temperature ben al di sotto delle medie stagionali nei mesi di febbraio e marzo.

La situazione nei paesi dell'Est Europa vede un andamento fortemente positivo sia in Russia +2,0% sia in Romania 3,2%.

Per quanto riguarda l'America Latina, la domanda elettrica decresce sia in Argentina (-0,6) sia in Brasile (-1,1%) mentre cresce in Cile e Colombia, rispettivamente 2,9% e 2,6%.

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 1° trimestre 2018 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload		Prezzo medio peakload 1° trimestre 2018 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload	
		1° trimestre 2018 - 1° trimestre 2017			1° trimestre 2018 - 1° trimestre 2017	
Italia	54,3	-5,4%		62,6	-5,7%	
Spagna	48,3	-12,8%		53,5	-14,1%	
Russia	15,9	-10,2%		18,3	-8,0%	
Slovacchia	48,3	-12,8%		38,3	-15,5%	
Brasile	41,5	-5,1%		31,8	-51,7%	
Cile	53,1	-12,1%		88,0	-27,8%	
Colombia	40,3	-0,6%		39,3	-38,4%	

Domanda di gas naturale

Milioni di m ³	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	25.377	25.469	-92,0	-0,4%
Usi domestici e civili	15.049	14.321	728	5,1%
Industria e Servizi	3.803	3.777	26	0,7%
Termoelettrico	5.996	6.791	(795)	-11,7%
Altro ⁽¹⁾	529	580	(51)	-8,8%
Totale Italia	25.377	25.469	(92)	-0,4%
Spagna	8.737	8.304	433	5,2%

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nei tre mesi del 2018 si attesta a 25,4 miliardi di m³, registrando una lieve flessione dello 0,4% rispetto allo stesso periodo del 2017. I consumi residenziali crescono del 5,1% rispetto al trimestre del 2017 grazie alle temperature al di sotto delle medie stagionali nei mesi di febbraio e marzo. Da evidenziare la marcata riduzione del settore termoelettrico (-11,7%), dovuto ad un aumento della produzione elettrica da fonte rinnovabile.

In Spagna si è registrato un consistente rialzo (+5,2%) a seguito, anche in questo caso, delle temperature rigide durante il primo trimestre.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Produzione netta:				
- termoelettrica	48.817	52.557	(3.740)	-7,1%
- idroelettrica	8.584	7.701	883	11,5%
- eolica	6.089	5.268	821	15,6%
- geotermoelettrica	1.433	1.459	(26)	-1,8%
- fotovoltaica	3.771	4.596	(825)	-18,0%
Totale produzione netta	68.694	71.581	(2.887)	-4,0%
Importazioni nette	13.533	9.206	4.327	47,0%
Energia immessa in rete	82.227	80.787	1.440	1,8%
Consumi per pompaggi	(701)	(666)	(35)	-5,3%
Energia richiesta sulla rete	81.526	80.121	1.405	1,8%

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

L'*energia richiesta* in Italia nel primo trimestre 2018 registra un lieve incremento, pari all'1,8%, rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2017, attestandosi a 81,5 TWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'83,4% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (88,5% nel primo trimestre 2017) e per il restante 16,6% dalle importazioni nette (11,5% nel primo trimestre 2017).

Il significativo incremento delle importazioni nette nel primo trimestre 2018 (che evidenziano un incremento di 4,3 TWh, pari al 47,0% rispetto all'analogo periodo del 2017) trova riscontro nei minori prezzi dell'energia elettrica sui mercati internazionali che hanno reso meno concorrenziale l'offerta dei produttori termoelettrici nazionali e nell'aumento della domanda di energia elettrica..

Infatti, in questo contesto di maggiore competitività dei produttori dei paesi limitrofi a scapito di quelli nazionali, la *produzione netta* nel primo trimestre del 2018 registra un decremento del 4,0% (-2,9 TWh),

attestandosi a 68,7 TWh. In particolare, il calo dell'energia elettrica generata da fonte termoelettrica (-3,7 TWh) e fotovoltaica (-0,8 TWh) è stato solo parzialmente compensato dalla maggiore produzione da fonte idroelettrica (+0,9 TWh) ed eolica (+0,8 TWh).

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2018	2017		
Produzione netta	65.764	64.251	1.513	2,4%
Consumo per pompaggi	(1.373)	(1.329)	(44)	-3,3%
Esportazioni nette ⁽¹⁾	1.628	1.227	401	32,7%
Energia richiesta sulla rete	66.019	64.149	1.870	2,9%

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

Fonte: dati Red Electrica de España - (Series estadísticas nacionales – Balance eléctrico - consuntivo marzo 2018). I volumi del primo trimestre 2017 sono aggiornati al 31 marzo 2017.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel primo trimestre 2018 risulta in incremento del 2,9% rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2017, attestandosi a 66,0 TWh. Tale richiesta è stata solo in parte soddisfatta da produzione netta nazionale.

Le *esportazioni nette* nel primo trimestre 2018 risultano in aumento rispetto ai valori registrati nel primo trimestre 2017.

La *produzione netta* nel primo trimestre 2018 registra un incremento del 2,4% (+1,5 TWh); la variazione trova riscontro essenzialmente nel forte aumento della domanda di energia.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2018	2017		
Produzione netta	3.118	3.299	(181)	-5,5%
Importazioni nette	277	240	37	15,4%
Energia richiesta sulla rete	3.395	3.539	(144)	-4,1%

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - Series estadísticas nacionales – Balance eléctrico - consuntivo marzo 2018). I volumi del primo trimestre 2017 sono aggiornati al 31 marzo 2017.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel primo trimestre 2018 risulta in decremento del 4,1% rispetto al valore registrato nel primo trimestre 2017, attestandosi a 3,4 TWh.

Le *importazioni nette* nel primo trimestre 2018 si attestano a 0,3 TWh e sono relative all'interscambio con la Penisola iberica.

La *produzione netta* nel primo trimestre 2018 è in decremento del 5,5% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il Piano Strategico di Gruppo 2018-2020, presentato nel novembre 2017, conferma la digitalizzazione e l'attenzione al cliente quali importanti fattori abilitanti della strategia. Il Piano Strategico prevede:

- > **un investimento di 5,3 miliardi di euro per digitalizzare** assets, attività e processi e migliorare la connettività del Gruppo Enel;
- > **una particolare attenzione al cliente** cristallizzando, nel settore retail e nei nuovi servizi offerti da Enel X, il valore di 67 milioni di clienti finali di cui circa 35 milioni di clienti sul mercato libero dell'elettricità e gas previsti nel 2020;
- > **un continuo sforzo di efficienza operativa** anche frutto degli investimenti nella digitalizzazione;
- > **una crescita industriale sostenibile nel lungo periodo** facendo leva su una flessibile riallocazione di capitale destinato incrementalmente alle economie mature;
- > **la semplificazione del Gruppo**, attraverso la razionalizzazione delle società operative in Sud America e degli assetti proprietari delle controllate, e una gestione attiva del portafoglio, con rinnovato focus sulle acquisizioni di partecipazioni di minorities. Rimane la possibilità di riacquisto di azioni proprie per un valore fino a 2 miliardi di euro;
- > **una creazione di valore che sia sostenibile nel lungo termine** avendo il Gruppo rafforzato il proprio impegno su SDG 4 (istruzione di qualità), SDG 7 (energia pulita ed accessibile), SDG 8 (lavoro dignitoso e crescita economica) e SDG 13 (lotta contro il cambiamento climatico).

Nel 2018 sono previsti:

- > la prosecuzione degli investimenti in **digitalizzazione**, supportati dall'installazione degli smart meters di seconda generazione in Italia e in Iberia. E' inoltre prevista l'accelerazione del roll-out della rete a fibra ottica intrapreso da OpEn Fiber;
- > i contributi della strategia di **attenzione al cliente** su scala globale e l'accelerazione dell'attività di Enel X nei business della flessibilità e della mobilità elettrica;
- > progressi significativi nell'**efficienza operativa**, supportati dalla digitalizzazione;
- > il contributo della **crescita industriale**, focalizzata su reti e rinnovabili;
- > ulteriori progressi nella **semplificazione del Gruppo e gestione attiva del portafoglio**.

Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2018

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	1° trimestre	
		2018	2017
Totale ricavi	5.a	18.946	19.366
Totale costi	5.b	16.444	17.091
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	5.c	36	250
Risultato operativo		2.538	2.525
Proventi finanziari		1.045	569
Oneri finanziari		1.611	1.233
Totale proventi/(oneri) finanziari	5.d	(566)	(664)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.e	37	39
Risultato prima delle imposte		2.009	1.900
Imposte	5.f	481	596
Risultato delle continuing operations		1.528	1.304
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		1.528	1.304
Quota di interessenza del Gruppo		1.169	983
Quota di interessenza di terzi		359	321
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,11</i>	<i>0,10</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,11</i>	<i>0,10</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,11</i>	<i>0,10</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>		<i>0,11</i>	<i>0,10</i>

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	1° trimestre	
	2018	2017
Risultato netto del periodo	1.528	1.304
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	(145)	159
Quota di risultato rilevata a Patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	2	(2)
Variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	-	22
Variazione della riserva di traduzione	(293)	50
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(436)	229
Utile complessivo rilevato nel periodo	1.092	1.533
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	755	1.128
- di terzi	337	405

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	Note	al 31.03.2018	al 31.12.2017
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
- Attività materiali e immateriali		91.647	91.738
- Avviamento		13.736	13.746
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1.622	1.598
- Altre attività non correnti ⁽¹⁾		13.432	12.122
Totale attività non correnti	6.a	120.437	119.204
Attività correnti			
- Rimanenze		2.587	2.722
- Crediti commerciali		14.490	14.529
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		4.984	7.021
- Altre attività correnti ⁽²⁾		12.859	10.195
Totale attività correnti	6.b	34.920	34.467
Attività possedute per la vendita	6.c	2.088	1.970
TOTALE ATTIVITÀ		157.445	155.641
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
- Patrimonio netto del Gruppo	6.d	31.854	34.795
- Interessenze di terzi		16.978	17.366
Totale patrimonio netto		48.832	52.161
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine		43.067	42.439
- Fondi diversi e passività per imposte differite		14.859	15.576
- Altre passività non correnti		11.533	5.001
Totale passività non correnti	6.e	69.459	63.016
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		9.098	8.894
- Debiti commerciali		10.664	12.671
- Altre passività correnti		17.645	17.170
Totale passività correnti	6.f	37.407	38.735
Passività possedute per la vendita	6.g	1.747	1.729
TOTALE PASSIVITÀ		108.613	103.480
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		157.445	155.641

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 31 marzo 2018 rispettivamente pari a 2.044 milioni di euro (2.062 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e 381 milioni di euro (382 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 31 marzo 2018 rispettivamente pari a 1.313 milioni di euro (1.095 milioni di euro al 31 dicembre 2017), 5.507 milioni di euro (3.295 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e 64 milioni di euro (69 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva convers. bilanci in valuta estera	Riserve da valutaz. strumenti finanziari di cash flow hedge	Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita	Riserva da partec. valutate con metodo patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni su non controlling interest	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
al 1° gennaio 2017	10.167	7.489	2.034	2.262	(1.005)	(1.448)	106	(12)	(706)	(2.398)	(1.170)	19.484	34.803	17.772	52.575
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(195)	(195)
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13)	(13)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(37)	163	22	(3)	-	-	-	983	1.128	405	1.533
di cui:															
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(37)	163	22	(3)	-	-	-	-	145	84	229
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	983	983	321	1.304
al 31 marzo 2017	10.167	7.489	2.034	2.262	(1.042)	(1.285)	128	(15)	(706)	(2.398)	(1.170)	20.467	35.931	17.969	53.900
al 1° gennaio 2018	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.614)	(1.588)	(23)	(5)	(646)	(2.398)	(1.163)	21.280	34.795	17.366	52.161
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(207)	(207)
Applicazione nuovi principi contabili	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.696)	(3.696)	(571)	(4.267)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53	53
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(244)	(172)	-	2	-	-	-	1.169	755	337	1.092
di cui:															
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(244)	(172)	-	2	-	-	-	-	(414)	(22)	(436)
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.169	1.169	359	1.528
al 31 marzo 2018	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.858)	(1.760)	(23)	(3)	(646)	(2.398)	(1.163)	18.753	31.854	16.978	48.832

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	1° trimestre	
	2018	2017
Risultato prima delle imposte	2.009	1.900
Rettifiche per:		
Ammortamenti e impairment	1.499	1.389
(Proventi)/Oneri finanziari	566	664
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(37)	(39)
Variazioni del capitale circolante netto:		
- rimanenze	122	(54)
- crediti commerciali	(484)	286
- debiti commerciali	(1.984)	(1.099)
- altre attività e passività	815	(313)
Interessi e altri oneri e proventi finanziari pagati e incassati	(445)	(649)
Atri movimenti	(163)	(345)
Cash flow da attività operativa (A)	1.898	1.740
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.379)	(1.453)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	-	(679)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	28	-
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	(13)	165
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(1.364)	(1.967)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	3.132	2.075
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	(4.240)	(3.233)
Incasso/(Esborsi) per operazioni su non controlling interest	-	(2)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(1.390)	(1.289)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(2.498)	(2.449)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(43)	(3)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(2.007)	(2.679)
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve all'inizio del periodo ⁽¹⁾	7.121	8.326
Disponibilità liquide, mezzi equivalenti e titoli a breve alla fine del periodo ⁽²⁾	5.114	5.647

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.021 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (8.290 milioni di euro al 1° gennaio 2017), "Titoli a breve" pari a 69 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (36 milioni di euro al 1° gennaio 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 31 milioni di euro al 1° gennaio 2018.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 4.984 milioni di euro al 31 marzo 2018 (5.602 milioni di euro al 31 marzo 2017), "Titoli a breve" pari a 58 milioni di euro al 31 marzo 2018 (45 milioni di euro al 31 marzo 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 72 milioni di euro al 31 marzo 2018.

Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2018

1. Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato abbreviato al 31 marzo 2018 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione. Si evidenzia, inoltre, che dal 1° gennaio 2018 sono divenuti applicabili, al Gruppo Enel, i seguenti principi e modifiche ai principi esistenti:

> “IFRS 9 – Strumenti finanziari”, emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, sostituisce l’attuale IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement e supera tutte le precedenti versioni. Il principio è applicabile a partire dal 1 gennaio 2018 ed è consentita l’applicazione anticipata. La versione finale dell’IFRS 9 ingloba i risultati delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39 relative alla Classificazione e Misurazione, all’Impairment e all’Hedge Accounting.

Relativamente alla classificazione degli strumenti finanziari, l’IFRS 9 prevede un unico approccio per tutte le tipologie di attività finanziarie, incluse quelle che contengono derivati impliciti, per cui, le attività finanziarie sono classificate nella loro interezza, senza la previsione di complesse metodologie di bipartizione.

Al fine di determinare in che modo le attività finanziarie debbano essere classificate e valutate, bisogna considerare il business model per gestire l’attività finanziaria e le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali. A tal proposito, per business model si intende il modo in cui la società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa, ossia incassando i flussi di cassa contrattuali, vendendo l’attività finanziaria o entrambi.

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un business model il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali, mentre quelle al fair value through other comprehensive income (FVTOCI) sono detenute con l’obiettivo sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di vendita. Tale categoria consente di riflettere a conto economico gli interessi sulla base del metodo del costo ammortizzato e ad OCI il fair value dell’attività finanziaria.

La categoria delle attività finanziarie al fair value through profit or loss (FVTPL) è, invece, una categoria residuale che accoglie le attività finanziarie che non sono detenute in uno dei due business model di cui sopra, ivi incluse quelle detenute per la negoziazione e quelle gestite sulla base del relativo fair value.

Per quanto riguarda la classificazione e valutazione delle passività finanziarie, l’IFRS 9 ripropone il trattamento contabile previsto dallo IAS 39, apportando limitate modifiche, per cui la maggior parte di esse è valutata al costo ammortizzato; inoltre, è ancora consentito designare una passività finanziaria al fair value through profit or loss, in presenza di specifici requisiti.

Il principio introduce nuove previsioni per le passività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico, in base alle quali, in tali circostanze, la porzione delle variazioni di fair value dovute all’own credit risk deve essere rilevata ad OCI anziché a conto economico. E’ consentito applicare tale aspetto del principio anticipatamente, senza l’obbligo di applicazione del principio nella sua interezza.

Dal momento che, durante la crisi finanziaria il modello di impairment basato sulle “incurred credit losses” aveva mostrato evidenti limiti connessi al differimento della rilevazione delle perdite su crediti al momento dell’evidenza del manifestarsi di un trigger event, il principio propone un nuovo modello che consenta agli utilizzatori del bilancio di avere maggiori informazioni sulle “expected credit losses”.

In buona sostanza, il modello prevede:

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

L'IFRS 9, inoltre, introduce un nuovo modello di hedge accounting, con l'obiettivo di allineare le risultanze contabili alle attività di risk management e di stabilire un approccio più principles-based.

Il nuovo approccio di hedge accounting consentirà alle società di riflettere le attività di risk management in bilancio estendendo i criteri di eleggibilità in qualità di hedged item alle componenti di rischio di elementi non finanziari, alle posizioni nette, ai layer components e alle esposizioni aggregate (i.e. una combinazione di un'esposizione non derivata e di un derivato). In relazione agli strumenti di copertura, le modifiche più significative rispetto al modello di hedge accounting proposto dallo IAS 39, riguardano la possibilità di differire il time value di un'opzione, la componente forward di un contratto forward e i currency basis spreads (i.e. "costi di hedging") nell'OCI fino al momento in cui l'elemento coperto impatta il conto economico. L'IFRS 9 rimuove, inoltre, il requisito riguardante il test di efficacia, in base al quale i risultati del test retrospettivo devono rientrare nel range 80%-125%, prevedendo anche la possibilità di ribilanciare la relazione di copertura, qualora gli obiettivi di risk management rimangano invariati.

Infine, l'IFRS 9 non sostituisce le previsioni dello IAS 39 in materia di portfolio fair value hedge accounting in relazione al rischio di tasso di interesse ("macro hedge accounting") in quanto tale fase del progetto di sostituzione dello IAS 39 è stata separata e ancora in corso di discussione;

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

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

- > “Chiarimenti dell’IFRS 15 Ricavi provenienti da contratti con i clienti”, emesso ad aprile 2016, introduce delle modifiche all’IFRS 15 al fine di chiarire alcuni espedienti pratici e alcuni temi discussi nell’ambito del Joint Transition Resource Group costituito tra IASB e FASB. L’obiettivo di tali modifiche è quello di chiarire alcune previsioni dell’IFRS 15 senza alterare i principi cardine dello standard;
- > “Modifiche allo IAS 40: *Cambiamenti di destinazione di investimenti immobiliari*”, emesso a dicembre 2016; le modifiche chiariscono che i trasferimenti a, o da investimenti immobiliari, devono essere giustificati da un cambio d’uso supportato da evidenze; il semplice cambio di intenzione non è sufficiente a supportare tale trasferimento. Le modifiche hanno ampliato gli esempi di cambiamento d’uso per includere le attività in costruzione e sviluppo e non solo il trasferimento di immobili completati.
- > “Modifiche all’IFRS 2: *Pagamenti basati su azioni*”, emesso a giugno 2016. Le modifiche:
 - chiariscono che il fair value di una transazione con pagamento basato su azioni regolate per cassa alla data di valutazione (i.e. alla data di assegnazione, alla chiusura di ogni periodo contabile e alla data di regolazione) deve essere calcolato tenendo in considerazione le condizioni di mercato (ad es.: un target del prezzo delle azioni) e le condizioni diverse da quelle di maturazione;
 - chiariscono che i pagamenti basati su azioni con la caratteristica di liquidazione al netto della ritenuta d’acconto dovrebbero essere classificati interamente come operazioni regolate con azioni (a patto che sarebbero state così classificate anche senza la caratteristica del pagamento al netto della ritenuta d’acconto);
 - forniscono delle previsioni sul trattamento contabile delle modifiche ai termini e alle condizioni che determinano il cambiamento di classificazione da pagamenti basati su azioni regolati per cassa a pagamenti basati su azioni regolati mediante l’emissione di azioni.
- > “Modifiche all’IFRS 4: Applicazione congiunta dell’IFRS 9 Strumenti finanziari e dell’IFRS 4 Contratti assicurativi”, emesso a settembre 2016. Le modifiche:
 - permettono alle società la cui attività prevalente è connessa all’assicurazione di posticipare l’applicazione dell’IFRS 9 sino al 2021 (“temporary exemption”); e
 - attribuiscono alle società assicuratrici, sino alla futura emissione del nuovo principio contabile sui contratti di assicurazione, l’opzione di rilevare nelle altre componenti di conto economico (OCI), piuttosto che a conto economico, la volatilità che dovrebbe emergere dall’applicazione dell’IFRS 9 (“overlay approach”).

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

- > “Modifiche all’IFRS 9: *Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa*”, emesso a ottobre 2017; le modifiche introducono un’eccezione circoscritta all’IFRS 9 per particolari attività finanziarie che altrimenti avrebbero flussi di cassa contrattuali che rappresentano esclusivamente pagamenti di capitale e interessi ma non soddisfano tale condizione solo per la previsione di un pagamento anticipato. In particolare, gli emendamenti prevedono che le attività finanziarie con clausola contrattuale che consente (o richiede) all’emittente di ripagare uno strumento di debito o permette (o richiede) al detentore di rimborsare uno strumento di debito all’emittente prima della scadenza possono essere valutate al costo ammortizzato o al fair value con contropartita patrimonio netto, subordinatamente alla valutazione del modello di business in cui sono detenute, se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
 - la società acquisisce o emette l’attività finanziaria a un premio o a uno sconto rispetto all’importo nominale del contratto;

- l'ammontare del pagamento anticipato rappresenta sostanzialmente l'importo nominale contrattuale e gli interessi contrattuali maturati (ma non pagati), che possono includere un ragionevole compenso aggiuntivo per la risoluzione anticipata del contratto; e
- quando all'atto della rilevazione iniziale da parte della società, il fair value della opzione di pagamento anticipato è non significativo.

Nel corso del 2017 lo IASB ha discusso inoltre il tema della modifica o sostituzione di una passività finanziaria che non comporta l'eliminazione contabile della stessa. La discussione si è concretizzata nell'aggiunta di una sezione nelle *Basis for Conclusion* dell'IFRS 9 - *Another issue: Modification or exchange of a financial liability that does not result in derecognition*.

Lo IASB ha concluso che i requisiti previsti dall'IFRS 9 per l'adeguamento del costo ammortizzato di una passività finanziaria in caso di modifica (o di una sostituzione) che non determina l'eliminazione contabile della passività finanziaria risultano coerenti con le analoghe previsioni per la modifica di un'attività finanziaria che non determina l'eliminazione contabile dell'attività. Di conseguenza, i nuovi flussi di cassa devono essere attualizzati al tasso di interesse effettivo originario e la differenza tra il valore attuale ante-modifica della passività ed il nuovo valore deve essere rilevata a conto economico alla data della modifica.

Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o in data successiva. È consentita l'applicazione anticipata. Il Gruppo ha optato per l'applicazione anticipata delle Modifiche a partire dal 1 gennaio 2018.

- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016”, emesso a dicembre 2016; in particolare sono stati modificati i seguenti principi:
 - “IFRS 1 – *Prima adozione degli International Financial Reporting Standards*”; le modifiche hanno eliminato le “esenzioni a breve termine” inerenti le disposizioni transitorie all'IFRS 7, IAS 19 e IFRS 10.
 - “IAS 28 – *Partecipazioni in società collegate e joint venture*”; le modifiche chiariscono che la possibilità concessa ad una società d'investimento (o un fondo comune, fondo d'investimento o entità analoghe, inclusi i fondi assicurativi) di valutare le proprie partecipazioni in società collegate o joint venture al fair value rilevato a conto economico è disponibile, alla data di rilevazione iniziale, su base individuale, per ciascuna partecipazione. Simili chiarimenti sono stati effettuati per le società che non sono entità di investimento e che, quando applicano il metodo del patrimonio netto, scelgono di mantenere la valutazione al fair value rilevato a conto economico effettuata dalle entità di investimento che rappresentano proprie partecipazioni in società collegate o joint venture.
- > “IFRIC 22 - *Operazioni in valuta estera e anticipi*”, emesso a dicembre 2016; l'interpretazione chiarisce che, ai fini della determinazione del tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un'attività, costi o ricavi (o parte di essi), la data dell'operazione è quella nella quale la società rileva l'eventuale attività (passività) non monetaria per effetto di anticipi versati (ricevuti). Se ci sono più pagamenti o incassi anticipati, la società deve determinare la data dell'operazione per ogni anticipo versato o ricevuto.

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 dodici mesi chiusi al 31 marzo 2018.

2. Effetti derivanti dall'introduzione di nuovi principi contabili

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

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

- > “IFRS 9 – *Strumenti finanziari*”, emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, sostituisce l'attuale IAS 39 *Financial Instruments: Recognition and Measurement* e supera tutte le precedenti versioni. La versione finale dell'IFRS 9 ingloba i risultati delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39 relative alla classificazione e misurazione, all'*Impairment* e all'*Hedge Accounting*. Nel corso dell'esercizio 2017 è stata completato il progetto di transizione con riferimento ai tre ambiti di applicazione del nuovo Principio. In particolare, relativamente a ciascuno *stream* progettuale, si evidenzia quanto segue:
 - “*Classification and Measurement*”: sono state verificate le modalità di classificazione degli strumenti finanziari previste dallo IAS 39 rispetto ai nuovi criteri previsti dall'IFRS 9 (i.e SPPI test e business model). Peraltro, in considerazione che, nel corso del primo trimestre 2018 sono state omologate le modifiche all'IFRS 9 “*Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa*”, emesse dallo IASB a ottobre 2017 e applicabili a partire dal 1 Gennaio 2019, con opzione di applicazione all'1 Gennaio 2018, il Gruppo ha scelto di applicare anticipatamente e retrospettivamente le stesse. Nel corso del trimestre, sono state dunque analizzate le fattispecie impattate dalle modifiche che:
 - a) introducono un'eccezione per particolari attività finanziarie che altrimenti avrebbero flussi di cassa contrattuali che rappresentano esclusivamente pagamenti di capitale e interessi ma non soddisfano tale condizione solo per la previsione di un pagamento anticipato, consentendone la valutazione al fair value in determinate circostanze prescritte dal principio;
 - b) chiariscono che i requisiti previsti dall'IFRS 9 per l'adeguamento del costo ammortizzato di una passività finanziaria in caso di modifica (o di una sostituzione) che non determina l'eliminazione contabile risultano coerenti con le analoghe previsioni per la modifica di un'attività finanziaria. Di conseguenza, i nuovi flussi di cassa devono essere aggiornati al tasso di interesse effettivo originario e la differenza tra il valore attuale ante-modifica della passività ed il nuovo valore deve essere rilevata a conto economico alla data della modifica. Relativamente a tale aspetto, Enel, con riferimento agli Exchange negoziati nel 2015 e nel 2016, applicò il trattamento contabile previsto dalle best practice internazionali, in conformità allo IAS 39, e non rilevò a conto economico gli eventuali proventi e oneri alla data delle modifiche contrattuali, ammortizzando gli stessi lungo la vita residua della passività finanziaria modificata al tasso di interesse effettivo ricalcolato alla data di exchange. In virtù dell'applicazione anticipata di tali modifiche, si è dunque provveduto a contabilizzare con la nuova metodologia gli Exchange con decorrenza 1° gennaio 2018, rideterminando i saldi di apertura che hanno comportato una rettifica positiva del patrimonio netto del Gruppo e contestuale minor debito finanziario per 114 milioni di euro.
 - “*Impairment*”: è stata effettuata l'analisi delle attività finanziarie in portafoglio oggetto di *impairment* con particolare riferimento ai crediti commerciali rappresentativi della maggior parte dell'esposizione creditizia del Gruppo. In particolare, in applicazione dell'approccio semplificato

previsto dal principio, tali crediti sono stati suddivisi in specifici *cluster*, tenendo conto anche del contesto normativo e regolamentare di riferimento ed è stato applicato il modello di *impairment* basato sulle perdite attese sviluppato dal Gruppo per la valutazione collettiva. Per i crediti commerciali ritenuti dal management individualmente significativi e per cui si dispongono informazioni più puntuali sull'incremento significativo del rischio di credito, all'interno del modello semplificato, è stato applicato un approccio analitico. L'applicazione del nuovo modello di *impairment* ha generato un impatto negativo sul patrimonio netto di Gruppo al 1° gennaio 2018 pari a 160 milioni di euro.

- "*Hedge Accounting*": sono state svolte le specifiche attività volte ad implementare il nuovo modello di *hedge accounting* sia in termini di test di efficacia e ribilanciamento delle relazioni di copertura, sia di analisi delle nuove strategie applicabili in base all'IFRS 9. In relazione agli strumenti di copertura, le modifiche più significative rispetto al modello di *hedge accounting* proposto dallo IAS 39, riguardano la possibilità di differire il time value di un'opzione, la componente forward di un contratto forward e i currency basis spreads (i.e. "costi di hedging") nell'OCI fino al momento in cui l'elemento coperto impatta il conto economico. In pratica la riserva OCI che accoglieva il fair value degli strumenti di copertura (fair value "full") è stata ripartita in due riserve OCI che accolgono rispettivamente il Fair Value "Basis-free" e il "Basis spread element". In tabella si riepilogano gli effetti di tale ripartizione:

Milioni di euro	
IFRS 9	1.1.2018
Derivati - Fair value 'full'	(1.740)
Derivati - Fair value 'Basis-free'	(1.393)
Derivati - Basis spread element	(347)

- > "IFRS 15 – *Ricavi provenienti da contratti con i clienti*", emesso a maggio 2014, inclusivo delle "*Modifiche all'IFRS 15: data di entrata in vigore dell'IFRS 15*", emesse a settembre 2015. Il principio è stato applicato retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 con possibilità di rilevare l'effetto cumulato a patrimonio netto al 1° gennaio 2018. In particolare, le fattispecie più significative a livello di Bilancio consolidato di Gruppo che sono interessate dalle nuove disposizioni dell'IFRS 15 si riferiscono a principalmente a: (i) i ricavi da contratti di connessione alla rete elettrica precedentemente rilevati a conto economico al momento dell'allaccio e, per effetto dell'IFRS 15, riscontati sulla base della natura dell'obbligazione risultante dal contratto con i clienti; (ii) capitalizzazione dei costi per l'acquisizione dei contratti con i clienti, limitatamente alle commissioni di vendita riconosciute agli agenti di natura incrementale. Gli effetti contabili sul patrimonio netto di Gruppo al 1° gennaio 2018 derivanti dal differimento delle connection fees e dalla capitalizzazione dei contract costs sono stati rispettivamente negativi per 3.960 milioni di euro e positivo per 291 milioni di euro.

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

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	al 31.12.2017	Effetto IFRS 9	Effetto IFRS 15	al 01.01.2018
ATTIVITA'				
Attività non correnti				
- Attività materiali e immateriali	91.738	-	434	92.172
- Avviamento	13.746	-	-	13.746
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.598	-	-	1.598
- Altre attività non correnti	12.122	33	1.073	13.228
Totale attività non correnti	119.204	33	1.507	120.744
Attività correnti				
- Rimanenze	2.722	-	-	2.722
- Crediti commerciali	14.529	(185)	-	14.344
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.021	(8)	-	7.013
- Altre attività correnti	10.195	(15)	13	10.193
Totale attività correnti	34.467	(208)	13	34.272
Attività possedute per la vendita	1.970	-	-	1.970
TOTALE ATTIVITÀ	155.641	(175)	1.520	156.986
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ				
- Patrimonio netto del Gruppo	34.795	(46)	(3.650)	31.099
- Interessenze di terzi	17.366	(15)	(556)	16.795
Totale patrimonio netto	52.161	(61)	(4.206)	47.894
Passività non correnti				
- Finanziamenti a lungo termine	42.439	(114)	-	42.325
- Fondi diversi e passività per imposte differite	15.576	-	(473)	15.103
- Altre passività non correnti	5.001	-	6.196	11.197
Totale passività non correnti	63.016	(114)	5.723	68.625
Passività correnti				
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	8.894	-	-	8.894
- Debiti commerciali	12.671	-	-	12.671
- Altre passività correnti	17.170	-	3	17.173
Totale passività correnti	38.735	-	3	38.738
Passività possedute per la vendita	1.729	-	-	1.729
TOTALE PASSIVITÀ	103.480	(114)	5.726	109.092
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	155.641	(175)	1.520	156.986

3. Principali variazioni dell'area di consolidamento

2017

- > acquisizione in data 10 gennaio 2017 del 100% di **Demand Energy Networks**, società con sede negli Stati Uniti specializzata in soluzioni software e sistemi di accumulo energetico intelligenti;
- > acquisizione in data 10 febbraio 2017 del 100% di **Más Energía**, società messicana operante nel settore delle energie rinnovabili;
- > acquisizione, in data 14 febbraio 2017 e 4 maggio 2017 rispettivamente, del 94,84% e del 5,04% del capitale sociale (per un totale quindi del 99,88%) di **Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D)**, società di distribuzione di energia che opera nello stato brasiliano di Goiás; per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5.1;
- > acquisizione, in data 16 maggio 2017, del 100% di **Tynemouth Energy Storage**, società britannica attiva nel settore dell'accumulo di energia elettrica;
- > acquisizione, in data 4 giugno 2017, del 100% di **Amec Foster Wheeler Power (oggi Enel Green Power Sannio)**, società proprietaria di due impianti eolici in provincia di Avellino;
- > In data 10 agosto 2017 si è perfezionato l'acquisto del 100% del **Gruppo EnerNOC** a seguito del buon esito dell'offerta di EGPNA ai precedenti azionisti; per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5.2;
- > acquisizione in data 25 ottobre 2017 del 100% di eMotorWerks, società statunitense operante nei sistemi di gestione della mobilità elettrica; per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5.3;
- > nel mese di dicembre 2017 Enel Green Power North America ha venduto, tramite un accordo di cash equity, l'80% dei titoli di "Classe A" della controllata di **EGPNA Rocky Caney Wind**. Il corrispettivo totale dell'operazione è pari a 233 milioni di dollari statunitensi, con una plusvalenza realizzata di 4 milioni di euro.

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.

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:

- > acquisizione, in data 5 ottobre 2017, del 7,7% di **Enel Distribucion Perú** tramite un'operazione effettuata in Borsa per un corrispettivo di 80 milioni di dollari statunitensi.

4. Dati economici e patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto.

Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato l'esercizio corrente, si rimanda all'apposita sezione del presente Resoconto intermedio di gestione.

Dati economici per area di attività

Primo trimestre 2018 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	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".

Primo trimestre 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	10.107	5.197	3.231	631	174	21	5	19.366
Ricavi intersettoriali	186	13	16	11	3	-	(229)	-
Totale ricavi	10.293	5.210	3.247	642	177	21	(224)	19.366
Totale costi	8.647	4.484	2.167	498	64	9	(167)	15.702
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	301	(32)	7	-	-	-	(26)	250
Ammortamenti	432	393	281	49	52	9	4	1.220
Impairment	112	101	31	11	-	-	(1)	254
Ripristini di valore	(1)	(78)	-	(7)	(1)	1	1	(85)
Risultato operativo	1.404	278	775	91	62	2	(87)	2.525
Investimenti	314	144	566	41	380	8	-	1.453

(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.

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 marzo 2018

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.889	23.566	16.937	3.041	5.954	744	58	76.189
Attività immateriali	1.660	15.739	11.727	739	818	112	53	30.848
Crediti commerciali	9.783	2.574	2.431	318	148	23	(768)	14.509
Altro	3.107	1.609	1.032	190	396	12	8	6.354
Attività Operative	40.439 ⁽¹⁾	43.488	32.127	4.288 ⁽²⁾	7.316 ⁽³⁾	891	(649)	127.900
Debiti commerciali	6.257	2.037	2.349	321	466	58	(769)	10.719
Fondi diversi	2.800	3.505	1.313	98	39	18	511	8.284
Altro	10.827	4.614	2.418	576	315	78	(301)	18.527
Passività Operative	19.884	10.156	6.080	995 ⁽⁴⁾	820 ⁽⁵⁾	154	(559)	37.530

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

(2) Di cui 155 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 1.750 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

(5) Di cui 62 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2017

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

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

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

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

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

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

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

Milioni di euro	al 31.03.2018	al 31.12.2017
Totale attività	157.445	155.641
Partecipazioni valutate con il metodo del PN	1.622	1.598
Altre attività finanziarie non correnti	4.792	4.704
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	259	260
Attività finanziarie correnti	9.312	6.923
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.984	7.021
Attività per imposte anticipate	7.491	6.354
Crediti tributari	906	1.094
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	179	150
Attività di settore	127.900	127.537
Totale passività	108.613	103.480
Finanziamenti a lungo termine	43.067	42.439
Passività finanziarie non correnti	3.382	2.998
Finanziamenti a breve termine	3.451	1.894
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	5.647	7.000
Passività finanziarie correnti	3.216	3.214
Passività di imposte differite	7.767	8.348
Debiti per imposte sul reddito	665	284
Debiti tributari diversi	2.267	1.323
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	1.621	1.510
Passività di settore	37.530	34.470

Ricavi

5.a Ricavi- Euro 18.946 milioni

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Vendita energia elettrica	10.241	11.295 ⁽¹⁾	(1.054)	-9,3%
Trasporto energia elettrica	2.482	2.472	10	0,4%
Corrispettivi da gestori di rete	242	145	97	66,9%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	379	443	(64)	-14,4%
Vendita gas	1.641	1.555	86	5,5%
Trasporto gas	260	239	21	8,8%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	3.701	3.217	484	15,0%
Totale	18.946	19.366	(420)	-2,2%

(1) Il dato relativo ai ricavi da vendita energia elettrica del primo trimestre 2017 tiene conto di una riclassifica dei ricavi conseguiti da Enel Distribuição Goiás (134 milioni di euro) per una migliore rappresentazione.

Nel primo trimestre 2018 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 10.241 milioni di euro, e si sono pertanto decrementati di 1.054 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Includono i ricavi da vendita di energia a clienti finali per 7.848 milioni di euro (7.977 milioni di euro nel primo trimestre 2017), i ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 1.877 milioni di euro (2.363 milioni di euro nel primo trimestre 2017) e nonché ricavi per attività di trading di energia elettrica per 516 milioni di euro (955 milioni di euro nel primo trimestre 2017). La riduzione dei ricavi di vendita è dovuta essenzialmente a:

- > minori ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 486 milioni di euro, soprattutto in Italia, Iberia e Russia sostanzialmente per la contrazione dei prezzi e dei volumi venduti sia in borsa che mediante contratti bilaterali;
- > minori ricavi per attività di trading di energia elettrica per 439 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei minori volumi intermediati e la riduzione dei prezzi nei mercati internazionali;
- > minori ricavi da vendita dell'energia elettrica sul mercato regolato (per 251 milioni di euro), in particolare in Italia, per il decremento dei consumi che dei clienti;
- > sfavorevole andamento del cambio nei paesi del Sud America che ha più che compensato i miglioramenti tariffari registrati in Argentina a seguito dell'ultima revisione tariffaria di febbraio 2017 (Resolución ENRE n. 64/2017) e gli effetti del diverso periodo di consolidamento di Enel Distribuição Goiás.

Tali impatti negativi sono stati in parte compensati da maggiori ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali sul mercato libero per 129 milioni di euro, principalmente per le maggiori quantità negoziate in Italia relativamente ai clienti "business to business" e in Romania per il forte incremento del numero di clienti a seguito di efficaci politiche commerciali.

I **ricavi da trasporto di energia elettrica** ammontano nel primo trimestre 2018 a 2.482 milioni di euro, con un incremento di 10 milioni di euro riferibile prevalentemente alla Spagna (32 milioni di euro) sostanzialmente a seguito degli adeguamenti tariffari riconosciuti parzialmente compensati dall'andamento sfavorevole dei cambi nei Paesi del Sud America.

Nel primo trimestre 2018, i ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari a 379 milioni di euro, in decremento di 64 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017. La riduzione

deriva sostanzialmente dalle minori compensazioni del costo di generazione nell'area extra peninsulare spagnola (per 42 milioni di euro) e dalla riduzione dei contributi ricevuti in Italia per energia prodotta da fonti rinnovabili (per 27 milioni di euro).

I **ricavi da vendita di gas** ammontano nel primo trimestre 2018 a 1.641 milioni di euro, con un incremento di 86 milioni di euro da attribuire principalmente all'incremento del prezzo medio del gas.

I ricavi per **trasporto di gas** nel primo trimestre 2018 sono pari a 260 milioni di euro, con un incremento di 21 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente da riferire all'incremento delle quantità vendute in Italia registrando un andamento analogo a quello delle vendite della stessa commodity.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel primo trimestre 2018 a 3.701 milioni di euro (3.217 milioni di euro nel primo trimestre 2017) evidenziando un incremento di 484 milioni di euro (15,0%). Tale incremento è da collegare essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- > maggiori ricavi da vendita di combustibili per 459 milioni di euro, in particolare di gas naturale (452 milioni di euro) in Italia;
- > incremento degli altri ricavi e proventi diversi per l'iscrizione 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;
- > maggiori ricavi per vendite di altri beni per 22 milioni di euro riferiti prevalentemente ad Enel X;
- > incremento dei ricavi per vendita di certificati ambientali per 13 milioni di euro connessi essenzialmente alla vendita dei certificati di efficienza energetica e delle quote CO₂;

minori plusvalenze da alienazione di attività per 150 milioni di euro, riferiti essenzialmente alla plusvalenza rilevata nel primo trimestre 2017 derivante dalla vendita della società cilena Electrogas, nella quale il Gruppo deteneva una quota del 42,5%.

Costi

5.b Costi - Euro 16.444 milioni

Milioni di euro	1° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Acquisto di energia elettrica	4.377	5.350	(973)	-18,2%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	1.111	1.363	(252)	-18,5%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	3.619	3.145	474	15,1%
Materiali	326	239	87	36,4%
Costo del personale	1.091	1.173	(82)	-7,0%
Servizi e godimento beni di terzi	4.005	3.958	47	1,2%
Ammortamenti e impairment	1.499	1.389	110	7,9%
Oneri per certificati ambientali	317	287	30	10,5%
Altri costi operativi	483	494	(11)	-2,2%
Costi capitalizzati	(384)	(307)	(77)	-25,1%
Totale	16.444	17.091	(647)	-3,8%

I costi per **acquisto di energia elettrica** nel primo trimestre 2018 sono pari a 4.377 milioni di euro con un decremento di 973 milioni di euro (-18,2%). Tali costi includono gli acquisti effettuati mediante contratti bilaterali nazionali per 1.854 milioni di euro (1.966 milioni di euro nel primo trimestre del 2017), gli acquisti di energia effettuati sulle borse dell'energia elettrica per 1.430 milioni di euro (1.681 milioni di euro nel primo trimestre del 2017), gli acquisti di energia nell'ambito dei servizi di dispacciamento e sbilanciamento per 70 milioni di euro (78 milioni di euro nel primo trimestre del 2017), gli acquisti sul mercato estero per 593 milioni di euro (1.027 milioni di euro nel primo trimestre del 2017) e altri acquisti di diversa tipologia sul mercato locale per 429 milioni di euro (595 milioni di euro nel primo trimestre del 2017). Il decremento, riguarda essenzialmente:

- > decremento degli acquisti sui mercati esteri (per 434 milioni di euro) e degli altri acquisti su mercato locale (per 166 milioni di euro) soprattutto per i minori volumi acquistati da Enel Global Trading;
- > riduzione degli acquisti effettuati sulle borse (per 251 milioni di euro) prevalentemente riferiti ad Endesa per la contrazione dei volumi intermediati e la riduzione dei prezzi);
- > decremento degli acquisti mediante contratti bilaterali nazionali (per 112 milioni di euro) essenzialmente per la riduzione del costo di acquisto dell'energia elettrica dell'Acquirente Unico della società Servizio Elettrico Nazionale (per 203 milioni di euro).

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel primo trimestre 2018 sono pari a 1.111 milioni di euro, con un decremento di 252 milioni di euro (-18,5%) rispetto ai valori del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento è dovuto principalmente alla forte riduzione della produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica in particolare in Italia, Spagna, Cile, Argentina e Russia.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano nel primo trimestre 2018 a 3.619 milioni di euro, con un incremento di 474 milioni di euro (15,1%) rispetto al primo trimestre 2017. La variazione riflette principalmente la relativa attività di intermediazione effettuata sul mercato delle suddette commodity nonché la necessità di coprire il maggior fabbisogno per le vendite a clienti finali, in particolare per quanto riguarda il gas naturale.

I costi per **materiali**, pari a 326 milioni di euro nel primo trimestre 2018, si incrementano di 87 milioni di euro (36,4%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Il **costo del personale** nel primo trimestre 2018 è pari a 1.091 milioni di euro, con un decremento di 82 milioni di euro (-7,0%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La variazione è da riferire alla riduzione degli incentivi all'esodo per 48 milioni di euro, il cui effetto è da ricondurre essenzialmente all'accantonamento effettuato nel primo trimestre 2017 nella società neo acquisita Enel Distribuição Goiás per 59 milioni di euro.

Inoltre, il costo del personale si è ridotto in relazione alla diminuzione delle consistenze medie rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-1.110 risorse). Il personale del Gruppo al 31 marzo 2018 è pari a 62.633 dipendenti, di cui 31.687 impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. L'organico nel primo trimestre 2018 si è ridotto per l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo, (-267 risorse), in particolare per effetto dei piani di incentivazione all'esodo avviati in Italia e Spagna e in Enel Distribuição Goiás.

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

Consistenza al 31 dicembre 2017	62.900
Assunzioni	831
Cessazioni	(1.098)
Consistenza al 31 marzo 2018	62.633

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel primo trimestre 2018 ammontano a 4.005 milioni di euro, con un incremento di 47 milioni di euro (+1,2%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento è da attribuire:

- > all'aumento dei costi per vettoriamenti passivi per 61 milioni di euro (compresi gli oneri di accesso alla rete), in particolare in Sud America, in considerazione del diverso periodo di consolidamento rispetto al primo trimestre 2017 di Enel Distribuição Goiás, ed in Italia per i maggiori volumi;
- > ai maggiori costi per prestazioni informatiche per 39 milioni di euro che si riferiscono a servizi di assistenza sistemistica e di manutenzione di elaboratori e software;
- > minori costi relativi a commissioni per acquisizione di nuova clientela (ad es. per agenzie e tele sellers) per 42 milioni di euro a seguito dell'applicazione del nuovo principio IFRS 15 che prevede la loro capitalizzazione come contract costs se di natura incrementale;
- > decremento per 16 milioni di euro degli oneri legati al funzionamento del sistema elettrico e all'operatività della Borsa.

Gli **ammortamenti e impairment** nel primo trimestre 2018 sono pari a 1.499 milioni di euro, in incremento di 110 milioni di euro (7,9%) rispetto al valore di 1.389 milioni di euro registrato nel primo trimestre 2017.

Tale incremento è principalmente riferibile a:

- > maggiori ammortamenti per 51 milioni di euro di cui 34 milioni di euro relativi all'applicazione del principio contabile IFRS 15 ed in particolare alla quota di ammortamento dei "contract costs";
- > maggiori impairment su crediti commerciali per 55 milioni di euro, prevalentemente rilevati in Italia.

Gli **oneri per certificati ambientali** nel primo trimestre 2018 sono pari a 317 milioni di euro in aumento di 30 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2017. Tale incremento è sostanzialmente connesso ai maggiori oneri per acquisto di Titoli di Efficienza Energetica (32 milioni di euro), in parte compensati dalla riduzione degli oneri per acquisto di certificati verdi (10 milioni di euro).

Gli **altri costi operativi** nel primo trimestre 2018 ammontano a 483 milioni di euro, e presentano un decremento di 11 milioni di euro (-2,2%) rispetto al corrispondente periodo del 2017. In particolare, l'incremento deriva essenzialmente dai maggiori oneri per certificati ambientali per 26 milioni di euro (in particolare riferito all'acquisto di titoli di efficienza energetica in Italia) e per gli oneri di accesso alla rete, anche per l'autoconsumo, introdotti in Spagna sul finire del 2017 (pari a 36 milioni di euro). Tali effetti sono solo parzialmente compensati da un decremento di costi operativi, per 32 milioni di euro, dovuto alla rilevazione, nel primo trimestre 2017, di multe in Argentina connesse al mancato raggiungimento di determinati standard qualitativi nella fornitura del servizio elettrico.

Nel primo trimestre 2018 i **costi capitalizzati** sono pari a 384 milioni di euro e presentano un incremento di 77 milioni di euro (+25,1%) per gli investimenti effettuati in Nord America (21 milioni di euro), anche per l'ingresso nel perimetro di consolidamento di EnerNOC, in Italia (25 milioni di euro) e in Spagna (20 milioni di euro).

5.c Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value

- Euro 36 milioni

I **proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 36 milioni di euro nel primo trimestre 2018, a fronte di un valore positivi di 250 milioni di euro nei primi tre mesi del 2017. In particolare, il risultato dei primi tre mesi 2018 è sostanzialmente riconducibile ai proventi netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 29 milioni di euro (171 milioni di euro positivi nel primo trimestre 2017), nonché ai proventi netti realizzati nel periodo per 7 milioni di euro (79 milioni di euro positivi nel primo trimestre 2017) su contratti esitati.

5.d Proventi/(Oneri) finanziari netti - Euro (566) milioni

Gli **oneri finanziari netti** nel primo trimestre 2018 ammontano a 566 milioni di euro a fronte dei 664 milioni di euro registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente con un decremento di 98 milioni di euro. Nello specifico i proventi finanziari nel primo trimestre 2018 ammontano a 1.045 milioni di euro e si incrementano di 476 milioni di euro rispetto al periodo precedente (569 milioni di euro). Tale variazione è sostanzialmente riferibile:

- > all'incremento delle differenze positive di cambio per 254 milioni di euro che risente essenzialmente dell'andamento dei tassi di cambio associati ai finanziamenti in valuta e si riferisce prevalentemente ad EFI (per 186 milioni di euro) e ad Enel Spa (per 22 milioni di euro);
- > all'aumento dei proventi da strumenti derivati finanziari per 196 milioni di euro che si riferisce prevalentemente ai derivati stipulati per la copertura del rischio di oscillazione dei tassi di cambio su finanziamenti denominati in valuta;
- > all'incremento degli altri proventi finanziari per 40 milioni di euro che deriva prevalentemente dall'aumento di interessi attivi maturati, in base all'IFRIC 12, sulle attività finanziarie relative ad accordi per servizi pubblici in concessione (per 5 milioni di euro), altri interessi e proventi finanziari nelle società brasiliane (per 22 milioni di euro) nonché di interessi di mora (per 2 milioni di euro);

Tali effetti sono stati in parte compensati dal decremento di interessi attivi su crediti finanziari per 12 milioni di euro.

Gli oneri finanziari nel primo trimestre 2018 sono pari a 1.611 milioni di euro e si incrementano di 378 milioni di euro rispetto al periodo precedente (1.233 milioni di euro). L'incremento è prevalentemente connesso:

- > ai maggiori oneri da strumenti derivati finanziari per 285 milioni di euro che sono sostanzialmente riferibili ai derivati stipulati per la copertura del rischio di oscillazione dei tassi di cambio su finanziamenti in valuta;
- > all'incremento delle differenze negative di cambio per 177 milioni di euro; la variazione si riferisce principalmente da EFI (per 132 milioni di euro) e da Enel Spa (per 37 milioni di euro);
- > alla riduzione degli interessi capitalizzati per 13 milioni di euro;
- > al decremento degli interessi passivi per 64 milioni di euro connesso prevalentemente alla riduzione degli interessi su prestiti obbligazionari per 40 milioni di euro riferita soprattutto a Enel SpA (33 milioni di euro);
- > al decremento degli oneri per attualizzazione dei fondi per rischi e oneri per 30 milioni di euro che riguarda essenzialmente i minori oneri per altri fondi rischi e oneri per 28 milioni di euro connessi essenzialmente al decremento degli oneri finanziari relativi dell'applicazione della *Resolución* ENRE n. 1/2016 che aveva comportato l'attualizzazione di alcune multe pregresse in Argentina.

5.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 37 milioni

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** si attesta nel primo trimestre 2018 a 37 milioni di euro di proventi, in riduzione di 2 milioni di euro rispetto ai 39 milioni di euro rilevati nei primi tre mesi del 2017.

5.f Imposte - Euro 481 milioni

Le **imposte** del primo trimestre 2018 ammontano a 481 milioni di euro (596 milioni di euro nel primo trimestre 2017), con un'incidenza sul risultato ante imposte del 23,9% in riduzione rispetto al tax rate rilevato nel primo trimestre 2017 pari al 31,4%.

Il minor carico fiscale del primo trimestre 2018 rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente è dovuto essenzialmente:

- > alla rilevazione dell'earn out relativo alla cessione della partecipazione di Enel Rete Gas che genera un provento in regime fiscale agevolato "PEX";
- > all'iscrizione di imposte anticipate (86 milioni di euro) per perdite pregresse di 3Sun dal momento che se ne prevede la recuperabilità attraverso la fusione con EGP SpA.

Attività

6.a Attività non correnti - Euro 120.437 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusive degli investimenti immobiliari, ammontano al 31 marzo 2018 a 91.647 di euro e presentano complessivamente una riduzione di 91 milioni di euro. Tale variazione è riferibile sostanzialmente agli ammortamenti e impairment su tali attività (1.272 milioni di euro), alle differenze cambio negative (405 milioni di euro), dagli investimenti del periodo (1.299 milioni di euro) e della rilevazione di contracts costs per 434 milioni di euro al 1° gennaio 2018 a seguito dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15.

L'*avviamento*, pari a 13.736 milioni di euro, presenta una riduzione di 10 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Tale variazione riflette principalmente l'adeguamento degli avviamenti in valuta al cambio corrente. 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 1.622 milioni di euro, si incrementano di 24 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente, sostanzialmente per effetto dell'adeguamento in valuta al cambio corrente e della rilevazione della quota di competenza dei risultati delle società.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 13.432 milioni di euro e sono così composte:

Milioni di euro				
	al 31.03.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	7.491	6.354	1.137	17,9%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	2.425	2.444	(19)	-0,8%
Altre attività finanziarie non correnti	2.368	2.260	108	4,8%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	211	200	11	5,5%
Altri crediti a lungo termine	937	864	73	8,4%
Totale	13.432	12.122	1.310	10,8%

L'incremento del periodo, pari a 1.310 milioni di euro, è dovuto sostanzialmente a:

- > maggiori attività per imposte anticipate per 1.137 milioni di euro riconducibile principalmente alla rilevazione della componente fiscale sulle rettifiche operate al 1° gennaio 2018 su talune voci patrimoniali in seguito all'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15, nonché all'effetto derivante dall'iscrizione delle imposte anticipate per le perdite pregresse di 3Sun pari a 86 milioni di euro;
- > la variazione delle attività finanziarie non correnti per 108 milioni di euro, sostanzialmente legate alla dinamica dei derivati di copertura e di trading non correnti valutati al fair value;
- > i maggiori altri crediti a lungo termine per 73 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'iscrizione della quota a medio lungo termine del credito 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;
- > i minori crediti finanziari, inclusi nell'indebitamento finanziario netto, per 19 milioni di euro e connessi principalmente a finanziamenti concessi a alcune società collegate operanti nel business delle energie rinnovabili.

6.b Attività correnti - Euro 34.920 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 2.587 milioni di euro e presentano una riduzione di 135 milioni di euro, riferibile essenzialmente alle minori giacenze di materiali e apparecchi, di combustibili e lubrificanti utilizzati per la produzione di energia elettrica.

I *crediti commerciali*, pari a 14.490 milioni di euro, sono in riduzione di 39 milioni di euro (-0,3%), sostanzialmente in linea con il saldo di inizio esercizio.

Le *altre attività correnti*, pari a 12.859 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro				
	al 31.03.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	6.884	4.459	2.425	54,4%
Altre attività finanziarie correnti	2.428	2.464	(36)	-1,5%
Crediti tributari	906	1.094	(188)	-17,2%
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	1.038	854	184	21,5%
Altri crediti a breve termine	1.603	1.324	279	21,1%
Totale	12.859	10.195	2.664	26,1%

L'incremento del periodo, pari a 2.664 milioni di euro, è riconducibile essenzialmente a:

- > aumento delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento per 2.425 milioni di euro. Tale variazione è riconducibile principalmente alla costituzione di un deposito vincolato per l'acquisto delle società rinnovabili cilene oltre che all'apertura di un conto vincolato a seguito del provvedimento emesso dalla procura della Repubblica di Lecce per il sequestro della Centrale di Brindisi. L'incremento inoltre tiene conto anche dei più alti crediti finanziari registrati da Enel Finance ed Enel Spa a seguito dell'aumento dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività sui contratti derivati over the counter su tassi e cambi;
- > minori crediti tributari per 188 milioni di euro;
- > aumento dei crediti verso operatori istituzionali di mercato per 184 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 2018;
- > incremento degli altri crediti a breve termine per 279 milioni di euro, riconducibile essenzialmente ai maggiori risconti operativi per canoni e sovraccanoni per la derivazione di acqua ad uso industriale e per premi di assicurazione.

6.c Attività possedute per la vendita - Euro 2.088 milioni

Includono attività minori valutate sulla base del presumibile valore di realizzo che in ragione delle decisioni assunte dal management allo stato 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:

- > a otto società di progetto messicane, titolari di tre impianti in esercizio e cinque in corso di costruzione, per le quali Enel Green Power ha firmato degli accordi per la cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale ("Progetto Kino"). In particolare il perimetro di attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 5 è costituito dagli asset (inclusivi del net working capital) relativi agli 8 progetti e dai finanziamenti ottenuti dal Gruppo al fine di realizzare gli impianti stessi;
- > alle società di progetto relative al parco eolico Kafireas, per le quali Enel Green Power Hellas ha firmato un Joint venture Agreement (JVA) con un partner che regola i termini e la gestione del 100% dei progetti afferenti a tale parco eolico.

Patrimonio netto e passività

6.d Patrimonio netto del Gruppo - Euro 31.854 milioni

Il decremento dei primi tre mesi del 2018 del patrimonio netto di Gruppo risente sostanzialmente dell'impatto negativo relativo all'applicazione dei nuovi principi contabili IFRS 9 e IFRS 15 (3.696 milioni di euro), del risultato netto negativo dei primi tre mesi del 2018 rilevato direttamente a patrimonio netto (414 milioni di euro) e dell'utile di competenza del periodo rilevato a Conto economico (1.169 milioni di euro).

6.e Passività non correnti - Euro 69.459 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 43.067 milioni di euro (42.439 milioni di euro al 31 dicembre 2017), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 31.673 milioni di euro (32.285 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 11.394 milioni di euro (10.154 milioni di euro al 31 dicembre 2017). L'incremento del periodo, pari a 628 milioni di euro, è sostanzialmente dovuto all'aumento dei finanziamenti bancari per 1.240 milioni di euro, riferito a Enel

Chile per 1.250 milioni di euro, solo parzialmente compensato dal decremento in Enel Green Power Spagna di 43 milioni di euro e del Gruppo Enel Green Power Brasile per 26 milioni di euro.

I *fondi diversi e passività per imposte differite*, pari complessivamente a 14.859 milioni di euro al 31 marzo 2018 (15.576 milioni di euro al 31 dicembre 2017), si riducono di 717 milioni di euro ed includono:

- > TFR e altri benefici ai dipendenti per 2.388 milioni di euro (2.407 milioni di euro al 31 dicembre 2017), in diminuzione di 19 milioni di euro;
- > fondi rischi e oneri per 4.704 milioni di euro (4.821 milioni di euro al 31 dicembre 2017) in diminuzione di 117 milioni di euro. La voce comprende tra gli altri il fondo contenzioso legale per 853 milioni di euro (861 milioni di euro al 31 dicembre 2017), il fondo decommissioning nucleare per 528 milioni di euro (538 milioni di euro al 31 dicembre 2017), il fondo smantellamento, rimozione e bonifica dei siti per 808 milioni di euro (814 milioni di euro al 31 dicembre 2017), il fondo oneri per incentivi all'esodo per 1.482 milioni di euro (1.530 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e il fondo per oneri su imposte e tasse per 293 milioni di euro (300 milioni di euro al 31 dicembre 2017);
- > passività per imposte differite per 7.767 milioni di euro (8.348 milioni di euro al 31 dicembre 2017), in riduzione di 581 milioni di euro sostanzialmente dovuto alla First Time Adoption del gruppo Endesa dell'IFRS 15 dal 1° gennaio 2018.

Le *altre passività non correnti*, pari a 11.533 milioni di euro (5.001 milioni di euro al 31 dicembre 2017), in aumento di 6.532 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, risentono sostanzialmente dell'iscrizione di nuovi risconti passivi per contributi in seguito all'applicazione retrospettiva del principio contabile IFRS 15, avendo usufruito della semplificazione, prevista dal medesimo principio, di rilevare gli impatti applicativi sulla sola apertura del 1° gennaio 2018. L'incidenza complessiva è riferibile per 3.674 milioni di euro a e-distribuzione e per 2.230 milioni di euro a Endesa.

6.f Passività correnti - Euro 37.407 milioni

I *finanziamenti a breve termine e quote correnti di finanziamenti a lungo termine* si incrementano di 204 milioni di euro, passando da 8.894 milioni di euro di fine 2017 a 9.098 milioni di euro al 31 marzo 2018, sostanzialmente per effetto dell'incremento dei finanziamenti a breve, che passano da 1.894 milioni di euro al 31 dicembre 2017 a 3.451 milioni di euro al 31 marzo 2018. Tale incremento è principalmente dovuto all'aumento dei commercial paper per 1.438 milioni di euro. Tale effetto è parzialmente compensato dalla riduzione delle quote correnti dei finanziamenti a medio lungo termine per 1.353 milioni di euro, prevalentemente relativa alle quote correnti delle obbligazioni a medio lungo termine per 1.414 milioni di euro.

I *debiti commerciali*, pari a 10.664 milioni di euro (12.671 milioni di euro al 31 dicembre 2017) si riducono di 2.007 milioni di euro, sostanzialmente dovuto ai decrementi presenti in Iberia per 614 milioni di euro, in Enel Green Power North America per 262 milioni di euro, in Enel Global Trading per 193 milioni di euro e in Servizio Elettrico Nazionale per 132 milioni di euro.

Le *altre passività correnti*, pari a 17.645 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro

	al 31.03.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.893	1.824	69	3,8%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.650	4.766	(116)	-2,4%
Passività finanziarie correnti	3.216	3.214	2	0,1%
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	648	638	10	1,6%
Debiti tributari	2.932	1.607	1.325	82,5%
Altri	4.306	5.121	(815)	-15,9%
Totale	17.645	17.170	475	2,8%

La variazione del periodo, positiva per 475 milioni di euro, è essenzialmente dovuta a:

- > l'incremento delle passività finanziarie correnti per 2 milioni di euro, sostanzialmente in linea con il valore presente al 31 dicembre 2017;
- > aumento dei debiti tributari pari a 1.325 milioni di euro, sostanzialmente dovuto all'aumento dei debiti per imposte erariali ed addizionali sui consumi di energia elettrica e gas in Italia;
- > decremento della voce "Altri" per 815 milioni di euro, che si riferisce principalmente al decremento del debito per dividendi da pagare per 1.068 milioni di euro (a seguito del pagamento, a far data dal 24 gennaio 2018, dell'acconto sul dividendo 2017 pari a 0,105 euro per azione).

6.g Passività possedute per la vendita - Euro 1.747 milioni

Il saldo della voce è pari 1.747 milioni di euro e fa riferimento ad otto società di progetto messicane, titolari di tre impianti in esercizio e cinque in corso di costruzione, per le quali Enel Green Power ha firmato degli accordi per la cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale ("Progetto Kino") ed alle società di progetto relative al parco eolico Kafireas, per le quali Enel Green Power Hellas ha firmato un Joint venture Agreement (JVA) con un partner che regola i termini e la gestione del 100% dei progetti afferenti a tale parco eolico.

7. Posizione finanziaria netta

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 marzo 2018 e al 31 dicembre 2017, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro

	al 31.03.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	209	343	(134)	-39,1%
Depositi bancari e postali	4.604	6.487	(1.883)	-29,0%
Altri investimenti di liquidità	171	191	(20)	-10,5%
Titoli	58	69	(11)	-15,9%
Liquidità	5.042	7.090	(2.048)	-28,9%
Crediti finanziari a breve termine	5.513	3.253	2.260	69,5%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	-	42	(42)	-
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.313	1.094	219	20,0%
Crediti finanziari correnti	6.826	4.389	2.437	55,5%
Debiti verso banche	(591)	(249)	(342)	-
Commercial paper	(2.327)	(889)	(1.438)	-
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.416)	(1.346)	(70)	-5,2%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(4.015)	(5.429)	1.414	26,0%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(216)	(225)	9	4,0%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(532)	(756)	224	29,6%
Totale debiti finanziari correnti	(9.097)	(8.894)	(203)	-2,3%
Posizione finanziaria corrente netta	2.771	2.585	186	7,2%
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(9.680)	(8.310)	(1.370)	-16,5%
Obbligazioni	(31.673)	(32.285)	612	1,9%
Debiti verso altri finanziatori	(1.714)	(1.844)	130	7,0%
Posizione finanziaria non corrente	(43.067)	(42.439)	(628)	-1,5%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(40.296)	(39.854)	(442)	-1,1%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.425	2.444	(19)	-0,8%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(37.871)	(37.410)	(461)	-1,2%

(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 transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

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

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

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione Fopen e Fondenel, con 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'AEEGSI.

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	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 1° trimestre 2018	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° trimestre 2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti Economici											
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	483	579	116	23	-	1.201	16	1.217	18.447	6,6%
Altri ricavi e proventi	-	-	-	-	1	-	1	3	4	499	0,8%
Proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-	5	5	1.045	0,5%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	748	635	292	-	1	-	1.676	29	1.705	9.046	18,8%
Costi per servizi e altri materiali	-	11	578	1	60	-	650	27	677	11.733	5,8%
Altri costi operativi	1	111	1	-	-	-	113	-	113	800	14,1%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	1	-	-	-	1	-	1	36	2,8%
Oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	7	7	1.045	0,7%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.03.2018	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.03.2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali											
Crediti commerciali	-	62	665	47	26	-	800	142	942	14.490	6,5%
Altre attività correnti	-	12	13	181	2	-	208	27	208	12.859	1,6%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-	6	33	39	11.533	0,3%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	893	-	-	-	893	-	893	43.067	2,1%
Debiti commerciali	545	93	642	1.033	18	-	2.332	60	2.392	10.664	22,4%
Altre passività correnti	-	-	13	-	-	-	13	32	13	17.645	0,1%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-	89	-	89	5.647	1,6%
Altre informazioni											
Garanzie Rilasciate	-	280	360	-	102	-	742	-	742		
Garanzie ricevute	-	-	192	-	23	-	215	-	215		
Impegni	-	-	44	-	5	-	49	-	49		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 1° trimestre 2017	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° trimestre 2017	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti Economici											
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	503	558	126	27	-	1.214	19	1.233	18.819	6,6%
Altri ricavi	-	-	-	-	2	-	2	2	4	547	0,7%
Proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-	2	2	569	0,4%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	951	627	315	1	-	-	1.894	109	2.003	9.792	20,5%
Costi per servizi e altri materiali	-	28	580	-	49	-	657	23	680	4.263	16,0%
Altri costi operativi	1	129	1	-	-	-	131	-	131	781	16,8%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	5	-	-	-	5	(4)	1	250	0,4%
Oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	6	6	1.233	0,5%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.12.2017	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2017	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali											
Crediti commerciali	-	77	526	57	34	-	694	138	832	14.529	5,7%
Altre attività correnti	-	-	24	129	1	-	154	22	176	10.195	1,7%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-	6	30	36	2.003	1,8%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	893	-	-	-	893	-	893	42.439	2,1%
Debiti commerciali	682	110	543	977	10	-	2.323	42	2.365	12.671	18,7%
Altre passività correnti	-	-	10	-	-	-	10	36	46	17.170	0,3%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-	89	-	89	7.000	1,3%
Altre informazioni											
Garanzie Rilasciate	-	280	360	-	108	-	748	-	748		
Garanzie ricevute	-	-	208	-	23	-	231	-	231		
Impegni	-	-	46	-	6	-	52	-	52		

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura 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 http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/related_parties/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale che procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-bis cod. civ. e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso del primo trimestre 2017 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.

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 31.03.2018	al 31.12.2017	Variazione
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	7.253	8.171	(918)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	77.407	79.163	(1.756)
- acquisti di combustibili	36.690	42.302	(5.612)
- forniture varie	2.803	3.119	(316)
- appalti	3.134	3.334	(200)
- altre tipologie	2.559	2.912	(353)
Totale	122.593	130.830	(8.237)
TOTALE	129.846	139.001	(9.155)

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 31 marzo 2018 a 77.407 milioni di euro di cui 18.234 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2018-2022, 14.465 milioni di euro relativi al periodo 2023-2027, 14.009 milioni di euro al periodo 2028-2032 e i rimanenti 30.699 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 31 marzo 2018 a 36.690 milioni di euro di cui 20.142 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2018-2022, 10.171 milioni di euro relativi al periodo 2023-2027, 4.841 milioni di euro al periodo 2028-2032 e i rimanenti 1.536 milioni di euro con scadenza successiva.

10. Attività e passività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 a cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

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

In relazione ai procedimenti penali in cui sono coinvolti alcuni dipendenti di Enel Produzione per il reato di illecito smaltimento dei rifiuti a seguito di presunte violazioni in merito allo smaltimento dei rifiuti della centrale termoelettrica di Brindisi, il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia è stato rinviato al 28 giugno 2018 per sentire gli ultimi testi indicati dagli altri imputati, dopo un rinvio, senza alcuna attività, dell'udienza che era fissata al 19 aprile 2018 per le stesse ragioni.

Contenzioso BEG

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk per il riconoscimento della sentenza emessa dal Tribunale distrettuale di Tirana il 24 marzo 2009

Stato di New York

Con riferimento al procedimento di exequatur della sentenza albanese iniziato nel marzo 2014 da Albania BEG Ambient Shpk nello Stato di New York, con decisione unanime dell'8 febbraio 2018, l'Appellate Division ha accolto l'appello di Enel SpA ed Enelpower SpA negando la giurisdizione del Tribunale dello Stato di New York. Successivamente, la Supreme Court dello Stato di New York, prendendo atto di tale decisione, ha, fra l'altro, rigettato in data 23 febbraio 2018 la domanda promossa da Albania BEG Ambient Shpk per ottenere l'exequatur della sentenza albanese.

Incentivi ambientali - Spagna

A seguito della Decisione della Commissione Europea ("Commissione") del 27 novembre 2017 sul tema degli incentivi ambientali per le centrali termoelettriche, la Direzione Generale della Concorrenza della Commissione ha avviato un procedimento investigativo ai sensi dell'art. 108 comma 2 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea ("TFUE") al fine di stabilire se l'incentivo all'investimento ambientale per le centrali a carbone previsto nell'Ordinanza ITC/3860/2007 costituisca un aiuto di stato compatibile con il mercato interno. Secondo un'interpretazione letterale della citata Decisione, la Commissione sarebbe pervenuta alla conclusione preliminare che l'incentivo in questione costituirebbe un aiuto di stato ai sensi dell'art. 107.1 TFUE, manifestando dubbi sulla compatibilità di tale incentivo con il mercato interno pur riconoscendo che si tratti di incentivi in linea con la politica ambientale dell'Unione Europea. Il 13 aprile 2018, Endesa Generación S.A., nella qualità di terzo interessato, ha presentato delle osservazioni contrarie a questa interpretazione.

El Quimbo – Colombia

In relazione al Progetto El Quimbo, il 22 marzo 2018, l'ANLA e la CAM hanno presentato congiuntamente la relazione finale sulle attività di monitoraggio della qualità dell'acqua a valle della diga della Centrale Idroelettrica "El Quimbo", con la quale entrambe le Autorità hanno confermato il rispetto dei livelli di ossigeno da parte di Emgesa. Il processo dinanzi al Tribunale dell'Huila si trova nella fase conclusionale.

Procedimento amministrativo e cautelare arbitrato Chucas

Con riferimento al procedimento arbitrale avviato da Chucas di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA), con decisione emessa nel mese di dicembre 2017, il

tribunale arbitrale ha riconosciuto a favore di Chucas i maggiori costi nella misura di circa 113 milioni di dollari (circa 91 milioni di euro) e le spese legali, ritenendo altresì che le multe non dovessero essere corrisposte. ICE ha impugnato il lodo davanti alle corti locali. Chucas ha depositato una memoria nell'ambito di suddetto contenzioso ed il procedimento è in fase di svolgimento.

11. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Fusione di Enel Green Power Latin America S.A. in Enel Chile

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

Aggiudicazione di una gara per energie rinnovabili in India

Il 6 aprile 2018 Enel, tramite la controllata indiana per le rinnovabili BLP Energy Private Limited, si è aggiudicata la prima asta sulle rinnovabili in India, assicurandosi il diritto di firmare un contratto venticinquennale per la fornitura dell'energia generata da un impianto eolico da 285 MW nello stato di Gujarat. L'impianto è stato aggiudicato in una gara nazionale per 2 GW di capacità eolica indetta dalla società pubblica Solar Energy Corporation of India ("SECI").

Enel investirà oltre 290 milioni di dollari USA per la costruzione dell'impianto eolico, supportato da un contratto venticinquennale che prevede la vendita di determinati volumi dell'energia generata a SECI. L'impianto, che dovrebbe entrare in funzione nel secondo semestre del 2019, potrà generare oltre 1.000 GWh di energia rinnovabile l'anno, offrendo una risposta significativa sia alla domanda indiana di nuova capacità di generazione sia all'impegno del paese a conseguire i propri obiettivi ambientali. L'attuale governo indiano si è fissato l'obiettivo di dotarsi di 100 GW di capacità di generazione solare e di 60 GW di energia eolica entro il 2022, aumentando l'attuale capacità che è, rispettivamente, di 20 GW e di 33 GW.

OPA sul flottante di Eletropaulo

Il 17 aprile 2018, Enel ha annunciato, che Enel Brasil Investimentos Sudeste, SA ("Enel Sudeste"), società interamente posseduta dalla controllata brasiliana Enel Brasil SA ("Enel Brasil"), ha lanciato un'offerta pubblica volontaria per l'acquisizione dell'intero capitale della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Eletropaulo") per un corrispettivo di 28,0 real brasiliani per azione, condizionata all'acquisizione di un numero totale di azioni rappresentative di oltre il 50% del capitale stesso (l'"Offerta").

Il 26 aprile 2017 Enel ha annunciato di aver migliorato i termini dell'Offerta incrementando il corrispettivo a 32,2 real brasiliani per azione.

In base ai nuovi termini dell'Offerta, l'investimento complessivo atteso ammonta sino ad un massimo di 5,4 miliardi di real brasiliani, pari a 1,3 miliardi di euro al cambio corrente. Enel Americas S.A., società controllata da Enel e che a sua volta controlla Enel Brasil, fornirà ad Enel Sudeste le risorse finanziarie necessarie per tale investimento.

L'Offerta rimane condizionata, tra l'altro, all'acquisizione di un numero totale di azioni rappresentative di oltre il 50% del capitale di Eletropaulo.

L'operazione è coerente con l'attuale Piano Strategico del Gruppo Enel e, in caso di esito positivo, rappresenterebbe un altro passo avanti nel rafforzamento della presenza del Gruppo nel settore della distribuzione in Brasile. L'esercizio dei diritti di voto delle azioni acquistate da Enel Sudeste nell'ambito

dell'Offerta è subordinato all'approvazione da parte dell'autorità per la concorrenza brasiliana (Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE), mentre l'esercizio del controllo su Eletropaulo da parte di Enel Sudeste è soggetto all'approvazione dell'autorità per l'energia elettrica brasiliana (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL).

Procedimento privacy Enel Energia/Servizio Elettrico Nazionale

Nel 2017 è stato avviato un procedimento ispettivo presso Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale da parte dell'Autorità Garante per la privacy in relazione a presunte irregolarità nel trattamento dei consensi marketing e della sicurezza dei dati. Nell'ambito di detti procedimenti Enel Energia ha spontaneamente denunciato all'Autorità due episodi di scarichi massivi di dati dalla propria customer base ad opera de suoi partner commerciali (agenzia) che sono stati prontamente sanzionati con la risoluzione contrattuale e la denuncia all'Autorità Giudiziaria. Per tali episodi il Garante ha comminato in data 23 aprile 2018 nei confronti di Enel Energia la sanzione complessiva di Euro 30.000 in forma ridotta, dando atto dell'avvenuto adempimento delle prescrizioni ossia l'attuazione delle misure previste dalla normativa.

Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

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

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari Alberto De Paoli dichiara, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2018 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Enel

Società per azioni

Sede legale in Roma

Viale Regina Margherita, 137