

### ANÁLISIS RAZONADO ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE MARZO DE 2019

- Los ingresos mostraron un aumento de un 31,2% comparado con el periodo anterior, llegando a USD 3.587 millones, explicado por mayores ingresos principalmente en Brasil y en menor medida en Perú.
- El EBITDA aumentó en 10,9% alcanzando los USD 909 millones, explicado principalmente por mejores resultados en Brasil producto de la incorporación de Enel Distribución Sao Paulo, mejores resultados en Enel Distribución Goiás, y en nuestra filial generadora Fortaleza. Lo anterior se compensa parcialmente con una reducción en Argentina, debido a la devaluación de la moneda y efecto hiperinflación.

País	EBITDA		Variación %
	31 de Marzo		
	2019	2018	
	US\$ millones		
Argentina	71	145	(51,4)
Brasil	400	255	56,7
Colombia	301	293	2,9
Perú	143	133	8,1
<b>Enel Américas (*)</b>	<b>909</b>	<b>820</b>	<b>10,9</b>

(\*) Incluye Holding y eliminaciones

- El Resultado de Explotación (EBIT) disminuyó en 1,2%, llegando a USD 622 millones, explicado por un aumento de 42,9% en depreciaciones y amortizaciones debido a la incorporación de Enel Sao Paulo al perímetro de consolidación.
- El Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante llegó a USD 204 millones, un 7,7% más bajo que el primer trimestre del año anterior, explicado principalmente por un mayor gasto financiero en Enel Brasil producto de la adquisición de Enel Sao Paulo.
- La deuda financiera neta alcanzó los USD 7.058 millones, un 6,1% mayor que al cierre de 2018, explicado principalmente por la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo en 2018.
- El CAPEX del período ascendió a USD 319 millones, un 27,1% más que en el mismo período del año anterior, explicado por mayores inversiones en moneda local en los 4 países, especialmente en Argentina y Brasil, lo cual fue parcialmente compensado por el efecto negativo de tipo de cambio en Argentina y Brasil.

### RESUMEN POR NEGOCIO

#### Generación

▪ El negocio de generación mostró un aumento de 5,3% en el EBITDA, llegando a USD 435 millones. Esto se explica por mejores resultados en Argentina y Brasil, compensado por una disminución en Perú, principalmente debido a Enel Generación Perú.

#### Información Física

	2018	2019	Variación
Total Ventas (GWh)	16.069	18.210	13,3%
Total Generación (GWh)	10.244	10.384	1,4%

▪ En distribución, el EBITDA fue un 16,3% superior al del 2018, llegando a USD 499 millones, explicado principalmente por Brasil, debido a la consolidación de Enel Distribución Sao Paulo y al mejor desempeño de Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Río. El número de clientes consolidado mostró un aumento de 7.273.101, explicado principalmente por la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo.

#### Información Física

	2018	2019	Variación
Total Ventas (GWh)	19.185	30.488	58,9%
Número de clientes	17.231.194	24.504.296	42,2%

### RESUMEN FINANCIERO

- La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:
  - Caja y caja equivalente US\$ 1.926 millones
  - Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días US\$ 2.108 millones
  - Líneas de crédito comprometidas disponibles US\$ 1.105 millones
  
- La tasa de interés nominal promedio en marzo 2019 aumentó hasta 7,6% desde 7,1% del mismo periodo del año anterior, influenciado principalmente por mayores tasas asociadas al endeudamiento relacionado a la adquisición de la distribuidora brasileña Enel Distribución Sao Paulo y una mayor inflación en Brasil. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado con mejores condiciones de tasas en el refinanciamiento de deudas en Colombia.

### Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enel Américas S.A. ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

- La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Américas S.A. (consolidado), establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, Enel Américas S.A. tiene contratado cross currency swaps por US\$ 799 millones y forwards por US\$ 902 millones.
  
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, Enel Américas S.A. (consolidado) mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US\$ 133 millones.

## INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

### I. CAMBIOS DE PERIMETRO

En **abril de 2018** nuestra filial Enel Brasil S.A., a través de su vehículo Enel Sudeste S.A. lanzó la adquisición, mediante una Oferta Pública de Acciones voluntaria, para adquirir la distribuidora de energía brasileña Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo (“Eletropaulo”). El proceso finalizó exitosamente con fecha 4 de Julio de 2018, adquiriendo finalmente un 95,05% de participación accionaria, que corresponde a 156.158.581 acciones por un monto de ~ USD 1.840 millones.

Con fecha 19 de septiembre de 2018 el Consejo de Administración de Eletropaulo aprobó un aumento de capital social de la compañía por un valor de MR\$1.500.000, mediante la emisión de 33.171.164 de nuevas acciones. Enel Sudeste concurre a este aumento de capital, adquiriendo 33.164.964 de las nuevas acciones (aproximadamente de US\$ 395 millones) con lo cual incrementó su participación hasta el 95,88% de la compañía.

Con fecha 3 de diciembre de 2018, Eletropaulo pasó a denominarse comercialmente Enel Distribución Sao Paulo.

El impacto de esta operación, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 6.1. de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de marzo de 2019.

## II. HIPERINFLACIÓN ARGENTINA

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina es considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N°29 - Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias (NIC 29). Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante tres años.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de las sociedades en que Enel Américas participa en Argentina fueron reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros. Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina.

Para propósitos de consolidación en Enel Américas y como consecuencia de la aplicación de NIC 29, los resultados de nuestras subsidiarias Argentina, fueron convertidos al tipo de cambio de cierre (\$Arg/USD) al 31 de marzo de 2019, de acuerdo a lo establecido por la NIC 21 “Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera”, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria.

Anteriormente, los resultados de las filiales argentinas se convertían a tipo de cambio medio del período, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

Considerando que la moneda funcional y de presentación de Enel Américas no corresponde a la de una economía hiperinflacionaria, según las directrices establecidas en NIC 29, la reexpresión de los resultados al 31 de marzo de 2018 no es requerida en los estados financieros consolidados del Grupo.

Para mayor información ver Nota N° 7 de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

### MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Enel Américas posee y opera sociedades de generación, transmisión y distribución en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Prácticamente todos los ingresos y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales y asociadas en estos cuatro países.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 31 de marzo de 2019 y 2018, de las entidades que operan en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

### Segmento de Negocio Generación y Transmisión

Empresa	Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado %	
		2019	2018	2019	2018
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	2.005	1.692	6,1%	4,7%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	619	607	1,9%	1,7%
Central Dock Sud	SIN Argentina	1.066	1.461	3,3%	4,0%
Enel Generación Perú S.A.	SICN Peru	2.737	2.632	20,7%	21,1%
Enel Generación Piura S.A.	SICN Peru	153	154	1,2%	1,2%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	4.116	4.336	23,7%	26,0%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	5.640	4.088	4,6%	3,5%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	1.313	691	1,1%	0,6%
EGP Volta Grande S.A.	SICN Brasil	561	407	0,5%	0,3%
<b>Total</b>		<b>18.210</b>	<b>16.069</b>		

### Segmento de Negocio Distribución

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes/Empleados	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Empresa Distribuidora Sur S.A.	4.214	4.626	15,4%	12,0%	2.474	2.535	664	606
Enel Distribución Perú S.A.	2.151	2.021	8,0%	8,2%	1.429	1.403	2.431	2.375
Enel Distribución Río S.A.	3.060	3.008	21,5%	20,5%	2.953	2.992	3.013	3.085
Enel Distribución Ceará S.A.	2.932	2.867	13,9%	13,8%	3.912	3.991	3.515	3.535
Enel Distribución Goiás S.A.	3.484	3.253	11,1%	11,9%	3.045	2.945	2.900	2.661
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	11.142	-	9,5%	-	7.233	-	1.059	-
Codensa S.A.	3.505	3.409	7,8%	7,9%	3.459	3.364	2.241	2.356
<b>Total</b>	<b>30.488</b>	<b>19.185</b>	<b>12,5%</b>	<b>12,4%</b>	<b>24.504</b>	<b>17.231</b>	<b>1.548</b>	<b>1.831</b>

(\*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS  
AL 31 DE MARZO DE 2019



El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía de las operaciones continuadas por segmento de negocio, categoría de clientes, y por país al 31 de marzo de 2019 y 2018.

## INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA

### Generación y Distribución (millones de US\$)

PAIS	Argentina		Brasil		Colombia		Peru		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	mar-19	mar-18	mar-19	mar-18	mar-19	mar-18	mar-19	mar-18	mar-19	mar-18	mar-19	mar-18	mar-19	mar-18
<b>Ingresos por ventas de energía</b>														
<b>Generación</b>	<b>128</b>	<b>82</b>	<b>185</b>	<b>209</b>	<b>299</b>	<b>293</b>	<b>148</b>	<b>133</b>	<b>760</b>	<b>717</b>	<b>(199)</b>	<b>(173)</b>	<b>561</b>	<b>544</b>
Clientes Regulados	-	-	83	92	150	154	84	73	317	319	(198)	(173)	119	146
Clientes no Regulados	-	-	85	90	108	112	56	52	249	254	(1)	-	248	254
Ventas de Mercado Spot	128	82	14	23	41	27	4	3	187	135	-	-	187	135
Otros Clientes	-	-	3	4	-	-	4	5	7	9	-	-	7	9
<b>Distribución</b>	<b>266</b>	<b>421</b>	<b>1.673</b>	<b>829</b>	<b>348</b>	<b>337</b>	<b>237</b>	<b>226</b>	<b>2.524</b>	<b>1.813</b>	<b>(5)</b>	<b>-</b>	<b>2.519</b>	<b>1.813</b>
Residenciales	107	150	865	336	145	141	135	117	1.252	744	(5)	-	1.247	744
Comerciales	89	144	358	155	69	67	30	30	546	396	-	-	546	396
Industriales	31	45	115	51	26	26	31	44	203	166	-	-	203	166
Otros Consumidores	39	82	335	287	108	103	41	35	523	507	-	-	523	507
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(77)	(78)	(75)	(57)	(52)	(38)	(204)	(173)	204	173	-	-
<b>Ingresos por Ventas de Energía</b>	<b>394</b>	<b>503</b>	<b>1.781</b>	<b>960</b>	<b>572</b>	<b>573</b>	<b>333</b>	<b>321</b>	<b>3.080</b>	<b>2.357</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.080</b>	<b>2.357</b>
<b>variación en millones de US\$</b>	<b>(109)</b>	<b>21,7%</b>	<b>821</b>	<b>85,5%</b>	<b>(1)</b>	<b>(0,2%)</b>	<b>12</b>	<b>3,7%</b>	<b>723</b>	<b>30,7%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>723</b>	<b>30,7%</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS  
AL 31 DE MARZO DE 2019



## I.- ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

### 1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el período terminado el 31 de marzo de 2019, fue de USD 204 millones, lo que representa una disminución de un 7,7% con respecto al resultado de USD 221 millones registrado en el mismo período del año anterior.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados, para los períodos terminados el 31 de marzo de 2019 y 2018:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	31-03-2019	31-03-2018	Variación	Variación
	(cifras en millones de USD)			%
<b>Ingresos</b>	<b>3.587</b>	<b>2.734</b>	<b>853</b>	<b>31,2%</b>
Ingresos de actividades ordinarias	3.369	2.547	822	32,3%
Otros ingresos de explotación	218	187	31	16,3%
<b>Materias Primas y Consumibles Utilizados</b>	<b>(2.208)</b>	<b>(1.504)</b>	<b>(704)</b>	<b>(46,8%)</b>
Compras de energía	(1.586)	(1.037)	(549)	(53,0%)
Consumo de combustible	(90)	(63)	(27)	(44,2%)
Gastos de transporte	(291)	(197)	(94)	(47,6%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(241)	(207)	(34)	(16,4%)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>1.379</b>	<b>1.230</b>	<b>149</b>	<b>12,1%</b>
Gastos de personal	(169)	(161)	(8)	(5,0%)
Otros gastos por naturaleza	(301)	(249)	(52)	(21,3%)
<b>Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)</b>	<b>909</b>	<b>820</b>	<b>89</b>	<b>10,9%</b>
Depreciación y amortización	(238)	(167)	(71)	(42,9%)
Pérdidas por deterioro	(49)	(23)	(26)	(113,1%)
<b>Resultado de Explotación (EBIT)</b>	<b>622</b>	<b>630</b>	<b>(8)</b>	<b>(1,2%)</b>
<b>Resultado Financiero</b>	<b>(150)</b>	<b>(127)</b>	<b>(23)</b>	<b>(17,7%)</b>
Ingresos financieros	119	73	46	63,0%
Gastos financieros	(342)	(203)	(139)	(68,4%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	25	-	25	100,0%
Diferencia de cambio	48	3	45	n/a
<b>Otros Resultados distintos de la operación</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>	<b>(100,0%)</b>
Otras Ganancias (pérdidas)	-	1	(1)	(100,0%)
<b>Resultado Antes de Impuestos</b>	<b>472</b>	<b>504</b>	<b>(32)</b>	<b>(6,3%)</b>
Impuesto sobre sociedades	(156)	(171)	15	9,0%
<b>Resultado después de impuestos de las actividades continuadas</b>	<b>316</b>	<b>333</b>	<b>(17)</b>	<b>(5,0%)</b>
<b>Resultado del Período</b>	<b>316</b>	<b>333</b>	<b>(17)</b>	<b>(5,0%)</b>
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	204	221	(17)	(7,7%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	112	112	-	-
<b>Utilidad por acción USD(*)</b>	<b>0,00356</b>	<b>0,00385</b>	<b>(0,00029)</b>	<b>(7,7%)</b>

(\*) Al 31 de Marzo de 2019 y 2018, el número promedio de acciones ordinarias en circulación es 57.452.641.516.



# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 31 DE MARZO DE 2019



Para una mejor comprensión de los efectos que ha implicado para Enel Américas la aplicación de la NIC 29 en Argentina, a continuación se presenta el siguiente cuadro resumen de resultados:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	31-03-2019				31-03-2019
	Proforma Enel Américas sin hiperinflación	Efecto Aplicación NIC 29	Efecto Aplicación NIC 21	Ajustes	Enel Américas reportado
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	3.401	14	(47)	(33)	3.369
Otros ingresos, por naturaleza	218	0	(1)	(1)	218
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>	<b>3.620</b>	<b>14</b>	<b>(47)</b>	<b>(33)</b>	<b>3.587</b>
Materias primas y consumibles utilizados	(2.229)	(9)	30	21	(2.208)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>1.391</b>	<b>5</b>	<b>(17)</b>	<b>(12)</b>	<b>1.379</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	45	0	(1)	(1)	44
Gastos por beneficios a los empleados	(217)	(1)	5	4	(213)
Gasto por depreciación y amortización	(223)	(16)	1	(15)	(238)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(50)	(1)	1	1	(49)
Otros gastos por naturaleza	(304)	(1)	5	4	(300)
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>641</b>	<b>(13)</b>	<b>(5)</b>	<b>(19)</b>	<b>622</b>
<b>EBITDA</b>	<b>914</b>	<b>3</b>	<b>(8)</b>	<b>(5)</b>	<b>909</b>
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	-	-
Ingresos financieros	121	1	(3)	(2)	119
Costos financieros	(348)	(2)	8	6	(342)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(0)	-	-	-	(0)
Diferencias de cambio	52	0	(4)	(4)	48
Resultado por unidades de reajuste	-	25	-	25	25
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>465</b>	<b>11</b>	<b>(4)</b>	<b>7</b>	<b>472</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(147)	(7)	(1)	(9)	(156)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>318</b>	<b>4</b>	<b>(5)</b>	<b>(2)</b>	<b>316</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>318</b>	<b>4</b>	<b>(5)</b>	<b>(2)</b>	<b>316</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	197	9	(2)	7	204
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	121	(5)	(4)	(9)	112
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>318</b>	<b>4</b>	<b>(5)</b>	<b>(2)</b>	<b>316</b>

- (i) Refleja cuál habría sido el resultado consolidado de Enel Américas al 31 de marzo de 2019, en caso que la economía argentina no se hubiese considerado como hiperinflacionaria, según define NIC 29.
- (ii) Corresponde a los ajustes de NIC 29, es decir, aquellos que surgen de la reexpresión de los activos y pasivos no monetarios, como así también de aquellas cuentas de resultados que no se determinan de una base ya actualizada por inflación.
- (iii) Corresponde a la diferencia entre convertir los resultados de las filiales argentinas a tipo de cambio de cierre, como define NIC 21 cuando se trata de economías hiperinflacionarias, versus tipo de cambio medio, que es la metodología que anteriormente se aplicaba a las filiales argentinas y que es la vigente para el resto de las filiales de Enel Américas que operan en otros países de la región (economías no hiperinflacionarias).
- (iv) Suma de (ii) + (iii).
- (v) Resultado de Enel Américas reportado al 31 de marzo de 2019.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 31 DE MARZO DE 2019



## EBITDA:

El EBITDA para el periodo finalizado al 31 de marzo de 2019 fue de USD 909 millones, lo que presenta un aumento de USD 89 millones, equivalente a un incremento de un 10,9%, con respecto al EBITDA de USD 820 millones por el período terminado el 31 de marzo de 2018.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza para las operaciones que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios para los ejercicios terminados el 31 de marzo de 2019 y 2018, se presentan a continuación:

EBITDA ACTIVIDADES CONTINUADAS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS				
	Por los períodos terminados el 31 de marzo de			
	2019	2018	Variación	Variación
	(Cifras en millones de USD)			%
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	131	84	47	56,0
Brasil	205	241	(36)	(14,9)
Colombia	305	307	(2)	(0,7)
Perú	158	150	8	5,3
<b>Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>799</b>	<b>782</b>	<b>17</b>	<b>2,2</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	278	441	(163)	(37,0)
Brasil	2.060	1.066	994	93,2
Colombia	418	407	11	2,70
Perú	247	237	10	4,22
<b>Ingresos de Explotación Segmento de Distribución</b>	<b>3.003</b>	<b>2.151</b>	<b>852</b>	<b>39,6</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(215)	(199)	(16)	8,0
<b>Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas</b>	<b>3.587</b>	<b>2.734</b>	<b>853</b>	<b>31,2</b>
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	(54)	(7)	(47)	(671,4)
Brasil	(73)	(126)	53	42,1
Colombia	(114)	(113)	(1)	(0,9)
Perú	(67)	(56)	(11)	(19,6)
<b>Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(308)</b>	<b>(302)</b>	<b>(6)</b>	<b>(2,0)</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	(205)	(251)	46	18,3
Brasil	(1.503)	(741)	(762)	(102,8)
Colombia	(252)	(247)	(5)	(2,0)
Perú	(156)	(161)	5	3,1
<b>Costos de Explotación Segmento de Distribución</b>	<b>(2.116)</b>	<b>(1.400)</b>	<b>(716)</b>	<b>(51,1)</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	216	198	18	(9,2)
<b>Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas</b>	<b>(2.208)</b>	<b>(1.504)</b>	<b>(704)</b>	<b>(46,8)</b>
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	(9)	(15)	6	40,0
Brasil	(4)	(4)	-	-
Colombia	(7)	(8)	1	12,5
Perú	(7)	(8)	1	12,5
<b>Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(27)</b>	<b>(35)</b>	<b>8</b>	<b>22,9</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	(26)	(59)	33	55,9
Brasil	(90)	(40)	(50)	(125,0)
Colombia	(13)	(14)	1	7,1
Perú	(7)	(7)	-	-
<b>Gastos de Personal Segmento de Distribución</b>	<b>(136)</b>	<b>(120)</b>	<b>(16)</b>	<b>(13,3)</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(6)	(6)	-	-
<b>Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas</b>	<b>(169)</b>	<b>(161)</b>	<b>(8)</b>	<b>(5,9)</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS  
AL 31 DE MARZO DE 2019



Continuación:

	Por los períodos terminados el 31 de marzo de			
	2019	2018	Variación	Variación
	(Cifras en millones de USD)			%
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	(6)	(7)	1	14,3
Brasil	(5)	(5)	-	-
Colombia	(8)	(10)	2	20,0
Perú	(10)	(10)	-	-
<b>Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(29)</b>	<b>(32)</b>	<b>3</b>	<b>9,4</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	(38)	(40)	2	5,0
Brasil	(171)	(119)	(52)	(43,7)
Colombia	(29)	(30)	1	3,3
Perú	(14)	(13)	(1)	(7,7)
<b>Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución</b>	<b>(252)</b>	<b>(202)</b>	<b>(50)</b>	<b>(24,8)</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(20)	(15)	(5)	(33,3)
<b>Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas</b>	<b>(301)</b>	<b>(249)</b>	<b>(52)</b>	<b>(20,9)</b>
<b>EBITDA</b>				
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	62	55	7	12,7
Brasil	123	106	17	16,0
Colombia	176	176	-	-
Perú	74	76	(2)	(2,6)
<b>EBITDA Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>435</b>	<b>413</b>	<b>22</b>	<b>5,3</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	9	91	(82)	(90,1)
Brasil	296	166	130	78,3
Colombia	124	116	8	6,9
Perú	70	56	14	25,0
<b>EBITDA Segmento de Distribución</b>	<b>499</b>	<b>429</b>	<b>70</b>	<b>16,3</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(25)	(22)	(3)	(12,3)
<b>Total EBITDA Consolidado Enel Américas</b>	<b>909</b>	<b>820</b>	<b>89</b>	<b>10,9</b>

### EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN:

#### Argentina

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los USD 62 millones a marzo de 2019, lo que representa un aumento de USD 7 millones respecto de igual período de 2018. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados del período 2019, se describen a continuación:

#### Enel Generación Costanera S.A.: (Mayor EBITDA de USD 14 millones *debido principalmente a mayores ingresos producto de la alta indexación de las ventas al dólar y mayores ventas físicas.*)

Los **ingresos de explotación de Enel Generación Costanera aumentaron en USD 42 millones**, o 124,6%, a marzo 2019 respecto de igual período del año anterior. Este aumento se explica principalmente por mayores ingresos de USD 58 millones, explicados por la alta indexación de las ventas a la evolución del dólar, y por mayores ventas físicas (313 GWh.). Además, se generaron USD 3 millones de mayores ingresos por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, originados en la aplicación de NIC 29 en Argentina.

Lo anterior, fue parcialmente compensado principalmente por menores ingresos por USD 19 millones, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano y por el cambio en la metodología de conversión de resultados, requerida por la aplicación de NIC 29, que pasó de tipo de cambio medio a tipo de cambio de cierre, tal como lo requiere NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria.

Los **costos de explotación aumentaron en USD 32 millones** y que se explican principalmente por mayores consumos de gas por USD 31 millones, producto de la resolución N° 70/2018 que estableció que la gestión comercial del combustible dejó de ser de exclusiva injerencia del organismo encargado del despacho (CAMMESA), y desde diciembre de 2018 es realizada por las propias compañías de generación.

Los **gastos de personal disminuyeron en USD 4 millones** y se explican principalmente por menores costos por USD 6 millones, producto de la devaluación del peso argentino y por el cambio en la metodología de conversión de resultados para una compañía que opera en una economía hiperinflacionaria. Lo anterior parcialmente compensado con aumento de salarios por USD 2 millones, explicados principalmente por el reconocimiento de la inflación.

A nivel de EBITDA en Enel Generación Costanera, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 4 millones, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de USD 1 millón.

### Enel Generación El Chocón: (Menor EBITDA de USD 1 millón debido principalmente a los efectos de la devaluación del peso argentino)

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación El Chocón disminuyeron en USD 2 millones respecto del mismo período de 2018, principalmente por menores ingresos por conversión por USD 10 millones, producto de la devaluación del peso argentino y por el cambio en la metodología de conversión de resultados para una compañía que opera en una economía hiperinflacionaria.

Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i)** mayores ingresos por USD 7 millones explicados por la alta indexación de las ventas a la evolución del dólar y por mayores ventas físicas (+12 GWh) por un mayor nivel de embalse, y **(ii)** USD 1 millón de mayores ingresos por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, originados en la aplicación de NIC 29 en Argentina.

Los **costos de Explotación** se mantienen en línea respecto del mismo período del año anterior.

Los **gastos de personal** disminuyeron en USD 1 millón, explicados principalmente por el efecto de conversión originado por la devaluación del peso argentino.

Los **otros gastos por naturaleza** se mantienen en línea respecto del mismo período del año anterior.

A nivel de EBITDA en Enel Generación El Chocón, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 1 millón.

### Central Dock Sud: (Menor EBITDA de USD 7 millones *debido principalmente a los efectos de la devaluación del peso argentino*)

Los **ingresos de explotación** de Central Dock Sud aumentaron en USD 4 millones, o 13,3%, a marzo de 2019 respecto del mismo período del año anterior, lo que se explica por USD 19 millones de mayores ingresos, producto de la alta indexación de las ventas a la evolución del dólar, a pesar de las menores ventas físicas del período por (-395 GWh), principalmente producto de mantenimientos que se han ido efectuando en la turbina de gas TG-10, y por USD 2 millones de mayores ingresos por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, originados en la aplicación de NIC 29 en Argentina.

Lo anterior fue parcialmente compensado por USD 17 millones de menores ingresos, producto de la devaluación del peso argentino y por el cambio en la metodología de conversión de resultados para una compañía que opera en una economía hiperinflacionaria.

Los **costos de explotación** de Central Dock Sud aumentaron en USD 13 millones a igual período del año anterior, explicado principalmente por mayores gastos por consumo de gas por USD 13 millones, producto de la resolución N° 70/2018 que estableció que la gestión comercial del combustible dejó de ser de exclusiva injerencia del organismo encargado del despacho (CMMESA), y desde diciembre de 2018 es realizada por las propias compañías de generación.

Los **gastos de personal** disminuyeron en USD 1 millón y se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en USD 1 millón y se explican principalmente por el efecto de conversión originado por la devaluación del peso argentino.

A nivel de EBITDA de Central Docksud, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 2 millones, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de USD 1 millón.

### Enel Trading Argentina: (mayor EBITDA de USD 1 millón *debido principalmente a los efectos de la devaluación del peso argentino*).

### Brasil

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **USD 123 millones** a marzo 2019, lo que representa un aumento de **USD 17 millones** con respecto a igual período de 2018. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados a marzo de 2019, se describen a continuación:

#### **EGP Cachoeira Dourada S.A.: (Menor EBITDA de USD 5 millones principalmente por efectos de la devaluación del real brasileño)**

Los **ingresos de explotación** de EGP Cachoeira Dourada disminuyeron en **USD 2 millones**, o 1,5%, a marzo de 2019. La disminución se explica principalmente por USD 19 millones de menores ingresos, producto de la devaluación de un 16,1% del real brasileño en relación con el dólar americano. Lo anterior fue compensado parcialmente con un incremento de USD 17 millones debido a mayores ventas físicas de energía (+1.552 GWh), por un mayor nivel de comercialización con clientes libres.

Los **costos de explotación** de EGP Cachoeira Dourada aumentaron en **USD 4 millones**, o 4,1%, a marzo de 2019, principalmente explicado por un aumento de USD 17 millones por mayores compras de energía (+1.272 GWh), compensados con USD 13 millones por menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de personal** de EGP Cachoeira Dourada disminuyeron en **USD 1 millón** principalmente por menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **otros gastos por naturaleza** de EGP Cachoeira Dourada se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

#### **Enel Generación Fortaleza: (Mayor EBITDA de USD 32 millones debido principalmente por mayores ventas de energía)**

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación Fortaleza aumentaron en **USD 19 millones**, principalmente por mayores ventas de energía (+622 GWh.) por USD 36 millones, destinado fundamentalmente a cubrir la demanda del período. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) menores efectos de conversión por USD 9 millones, debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar americano, (ii) menores indemnizaciones de seguros por siniestro de planta generadora por USD 5 millones y (iii) menores ingresos por USD 3 millones como resultado del reconocimiento de incentivo fiscal PROVIN (Programa de Incentivo y Desarrollo Industria).

Los **costos de explotación de Enel Generación Fortaleza** disminuyeron en **USD 13 millones**, o 37,5%, a marzo de 2019, debido principalmente a menores efectos de impuestos PIS/Cofins por USD 26 millones, menores consumos de combustibles por USD 4 millones, debido a menores precios de gas, y USD 5 millones de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño. Lo anterior parcialmente compensado con mayores compras de energía por USD 22 millones correspondiente (+859 GWh), para cubrir la demanda, producto de una menor generación de energía respecto del período anterior de (-238 GWh.) por mantenimiento de la central.

Los **gastos de personal de Enel Generación Fortaleza** se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza de Enel Generación Fortaleza** se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

**Enel Cien S.A.: menor EBITDA de USD 3 millones debido principalmente a menores efectos de conversión debido a la devaluación de un 16,1% del real brasileño respecto del dólar americano.**

**Enel Green Power Volta Grande (Menor EBITDA de USD 7 millones principalmente por mayores compras de energía)**

El **EBITDA** de Enel Green Power Volta Grande alcanzó los USD 16 millones a marzo de 2019, lo que representa una disminución de USD 7 millones respecto a igual período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en los resultados en el año 2019, se describen a continuación:

Los **ingresos de explotación de EGP Volta Grande** disminuyeron en **USD 1 millón** que se explican fundamentalmente por menores efectos de conversión por USD 4 millones, debido a la devaluación real brasileño. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ventas de energía por USD 3 millones, correspondiente a 153 GWh.

Los **costos de explotación de EGP Volta Grande** aumentaron en **USD 6 millones**, debido principalmente a mayores compras de (+134 GWh).



### Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial de generación en Colombia alcanzó los USD 176 millones a marzo de 2019, en línea respecto del mismo período de 2018. Las principales variables que explican esta situación, se describen a continuación:

#### Emgesa S.A.: (EBITDA en línea respecto a igual período del año anterior)

Los **ingresos de explotación de Emgesa disminuyen en USD 2 millones** o un 0,6% a marzo de 2019. Esta disminución se explica principalmente por **(i)** menores ingreso por 8 USD millones debido a menores ventas físicas (+220 GWh), **(ii)** menores ingresos por 8 USD millones correspondientes a indemnizaciones y lucro cesante reconocidos en 2018, por siniestros en Túnel Chivor que afectó la Central Guavio y **(iii)** disminución de USD 27 millones en efectos de conversión, debido a la devaluación de un 9,6% del peso colombiano en relación con el dólar americano. Lo anterior fue parcialmente compensado con un aumento en los ingresos por USD 39 millones por incremento en tarifa y USD 2 millones por mayores ventas de gas.

Los **costos de explotación de Emgesa se mantienen en línea respecto al mismo período del año anterior**, y se explica principalmente por **(i)** mayores compras de energía de USD 3 millones, como consecuencia un aumento en los costos por USD 16 millones por mayor precio de compra, compensado por USD 13 millones por menores compras físicas (-338 GWh) en el mercado spot, y **(ii)** un aumento de USD 6 millones en el consumo de combustibles asociados a una mayor generación termo, **(iii)** aumento de USD 1 millón por gastos de transporte. Lo anterior fue compensado por menor efecto de conversión por USD 10 millones, debido a la devaluación peso colombiano.

Los **gastos de personal de Emgesa disminuyeron en USD 1 millón**, explicado principalmente por un menor efecto de conversión debido a la devaluación del peso colombiano.

Los **otros gastos por naturaleza de Emgesa disminuyeron en USD 1 millón**, explicado principalmente por un menor efecto de conversión debido a la devaluación del peso colombiano.

### Perú

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en **Perú alcanzó los USD 74 millones** a marzo de 2019, lo que representa una disminución de USD 2 millones respecto del mismo período de 2018. Las principales variables, por filial, que explican esta disminución en el año 2019, se describen a continuación:

**Enel Generación Perú S.A.: (menor EBITDA por USD 2 millones principalmente por menor ingreso siniestro Central Térmica Ventanilla).**

Los **ingresos de explotación de Enel Generación Perú aumentaron en USD 5 millones**, o 4,5% a marzo de 2019. El aumento se explica principalmente por mayores ventas de energía por USD 16 millones, de los cuales USD 10 millones corresponden a mayores ventas físicas (+ 105 GWh.) y USD 6 millones a un mejor precio promedio de venta. Lo anterior compensado con **(i)** disminución en ingresos por peajes por captación de clientes libres por USD 2 millones, **(ii)** menores ingresos por USD 5 millones, por provisiones reconocidas en 2018 relacionadas con siniestro en Central Térmica Ventanilla y **(iii)** menores efectos por conversión por USD 4 millones, por la devaluación de un 2,6% del nuevo sol peruano en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación de Enel Generación Perú aumentaron en USD 7 millones**, o 15,1%, a marzo 2019, compuesto principalmente por **(i)** aumento en los peajes por USD 25 millones referidos principalmente al transporte de energía, compensado **(ii)** con menores gastos de combustibles por USD 18 millones, explicados por un menor consumo de gas debido a mayor generación hidroeléctrica.

Los **gastos de personal de Enel Generación Perú**, se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza de Enel Generación Perú**, se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

**Enel Generación Piura S.A. (Mayor EBITDA de USD 1 millón debido principalmente a mayores ingresos por ventas de energía y gas )**

Los **ingresos de explotación de Piura S.A. aumentaron en USD 3 millones** principalmente por mayor venta de energía y de gas.

Los **costos de explotación Piura S.A. aumentaron en USD 2 millones** principalmente por mayores consumos de combustibles y peajes.

**Chinango S.A.: (Menor EBITDA de USD 1 millones debido principalmente a menores ventas de energía)**

### EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN:

#### Argentina

#### Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur): (Menor EBITDA de USD 82 millones principalmente devaluación del peso argentino.)

El **EBITDA de nuestra filial Edesur en Argentina alcanzó los USD 9 millones a marzo de 2019**, lo que representa una disminución de USD 82 millones con respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados a marzo de 2019, se describen a continuación:

Los **ingresos de explotación en Edesur disminuyeron en USD 163 millones**, o un 37,0% al cierre del primer trimestre de 2019, de los cuales USD 246 millones corresponden a un menor efecto de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano y por el cambio en la metodología de conversión de resultados, requerida por la aplicación de NIC 29 en Argentina, que pasó de tipo de cambio medio a tipo de cambio de cierre, tal como lo requiere NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria.

Lo anterior, se compensa parcialmente con el reconocimiento de **(i)** mayores ingresos de ventas de energía por USD 74 millones, de los cuales USD 99 millones corresponden a incremento en la tarifa, compensado con menores ventas físicas de (+412 GWh) por USD 25 millones, y **(ii)** USD 9 millones de mayores ingresos producto de la actualización por IPC de los mismos desde la fecha de su devengamiento, también originados en la aplicación de NIC 29.

Los **costos de explotación en Edesur disminuyeron en USD 46 millones**, o un 18,2 %, los cuales se explican fundamentalmente por menores efecto de conversión por USD 135 millones, producto de la devaluación del peso argentino y por la aplicación de NIC 21 en una economía hiperinflacionaria. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i)** un aumento de USD 86 millones en las compras de energía, de los cuales USD 95 millones se asocian a un aumento en los precios y USD 5 millones de mayores costos debido a la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengamiento, también originados en la aplicación de NIC 29, compensados con menores compras físicas de energía por USD 14 millones, y **(ii)** un aumento de USD 3 millones por alquileres equipos electrógenos y otros gastos.

Los **gastos de personal en Edesur disminuyen en USD 33 millones**, de los cuales USD 33 millones corresponden a menores efectos de conversión, debido a la devaluación del peso argentino y por la aplicación de NIC 21 en una economía hiperinflacionaria, y por USD 5 millones producto de mayores activaciones de mano de obra. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i)** USD 4 millones de incrementos salariales principalmente explicados por el reconocimiento de la inflación, y **(ii)** USD 1 millón de mayores gastos de personal producto de la actualización por IPC de los mismos desde la fecha de su devengamiento, también originados en la aplicación de NIC 29.

Los **otros gastos por naturaleza en Edesur disminuyeron en USD 2 millones**, y se explican principalmente por menores efectos de conversión por USD 21 millones, debido a la devaluación del peso argentino y por la aplicación de NIC 21 en una economía hiperinflacionaria, compensados con mayores gastos por servicios de mantenimientos y renovación de redes y otros por USD 19 millones.

A nivel de EBITDA de Edesur, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 1 millón y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de USD 1 Millón.

Las pérdidas de energía aumentaron en 3.4 p.p. llegando a 15,4% a marzo de 2019. El número de clientes en Edesur es de 2,47 millones a marzo 2019, lo que representó una disminución de 61,6 mil clientes respecto del mismo período del año anterior.

### Brasil

El **EBITDA de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los USD 296 millones** a marzo de 2019, lo que representa un aumento de USD 130 millones con respecto a igual período de 2018. Las principales variables, por filial, que explican este aumento a marzo de 2019, se describen a continuación:

#### Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla): (Mayor EBITDA de USD 9 millones principalmente por mayores ingresos de explotación por recuperación de tarifa)

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Río aumentaron en USD 46 millones**, o un 12,3% a marzo de 2019, principalmente por:

**Mayores ventas de energía por USD 53 millones**, atribuible principalmente a los siguientes efectos: **(i) aumento de USD 144 millones** debido al efecto de mayores ingresos por recuperación de tarifa y **(ii) aumento de USD 12 millones** por mayor venta de energía no facturada. Lo anterior fue compensado por **(i) menores ingresos por impuestos recibidos por pesquisas y desarrollos y eficiencia energética por USD 47 millones**, **(ii) menores efectos de conversión por USD 40 millones**, debido a la devaluación de un 16,1% del real brasileño en relación con el dólar americano, y **(iii) menores ingresos de impuestos PIS/COFINS por USD 16 millones**.

Por otra parte, **las otras prestaciones de servicios disminuyeron en USD 7 millones**, explicadas fundamentalmente por menores efectos de conversión por **USD 13 millones**, debido a la devaluación real brasileño. Lo anterior fue parcialmente compensado por **USD 2 millones** de mayores ingresos por apoyos mutuos y **USD 4 millones** por mayores ingresos por construcción por aplicación de CINIIF 12.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Río aumentaron en USD 41 millones, o 16,3% a marzo de 2019, que se explican principalmente:

Las **compras de energía** aumentaron en USD 52 millones, variación que se explica por: (i) aumento por USD 75 millones por mayores precios de tarifas industriales reguladas y riesgo hidrológico y (ii) USD 23 millones de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de transporte de energía** disminuyeron en USD 5 millones, debido principalmente a los menores efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño.

Los **otros aprovisionamientos variables** disminuyeron en USD 6 millones, debido principalmente a los menores efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de personal** en Enel Distribución Río disminuyeron en USD 3 millones, debido principalmente a los menores efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño.

Los **otros gastos por naturaleza** en Enel Distribución Río disminuyeron en USD 1 millón, principalmente por USD 6 millones de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño, compensados con mayores gastos por provisión de riesgos litigios civiles por USD 2 millones y por servicios de terceros por mantenciones por USD 3 millones.

Las pérdidas de energía aumentaron en 1.0 p.p. llegando a 21,5 % a marzo de 2019. El número de clientes en Enel Distribución Río ascendió a 2,95 millones a marzo de 2019, lo que representó una disminución en 40 mil clientes respecto a marzo de 2018.

### Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce): (Menor EBITDA de USD 27 millones principalmente por mayores compras de energía.)

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Ceará se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior, y se explican por:

Las **ventas de energía** disminuyeron en USD 14 millones debido fundamentalmente a (i) USD 35 millones de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño, (ii) menores ingresos por reconocimiento de banderas tarifarias por USD 7 millones, (iii) menores ingresos de impuestos PIS/COFINS por USD 6 millones y (iv) menores subsidios por baja renta por USD 12 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por aumento por ventas físicas de energía por USD 46 millones.

Las **otras ventas** aumentaron en USD 3 millones principalmente por mayores otras ventas.

Las **otras prestaciones de servicios aumentaron USD 11 millones** debido fundamentalmente a **USD 14 millones** de mayores ingresos de construcción por la aplicación de CINIIF12, compensados por **USD 3 millones** por menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **costos de explotación en Enel Distribución Ceará aumentaron en USD 30 millones**, o 13,8% a marzo de 2019, que se explican principalmente por **(i)** mayores compras de energía por **USD 56 millones**, debido a mayor demanda y mayores precios por tarifas industriales reguladas y **(ii)** aumento en los costos de construcción por **USD 6 millones** por aplicación de CINIIF12, compensados con menores efectos de conversión por **USD 30 millones** debido a la devaluación del real brasileño, y por menores costos por peajes por **USD 2 millones**.

Los **gastos de personal en Enel Distribución Ceará disminuyeron en USD 1 millón**, principalmente explicados por **USD 2 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño, compensados por un aumento de **USD 1 millón** por mayores sueldos y salarios respecto del período anterior.

Los **otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Ceará disminuyeron en USD 1 millón**, principalmente por USD 4 de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño, compensados por un aumento de **USD 3 millones** por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.1 p.p., llegando a un 13,9% a marzo de 2019. El número de clientes en Enel Distribución Ceará ascendió a 3,91 millones a marzo de 2019, lo que representó una disminución de 78 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

### Enel Distribución Goiás. (ex CELG): (Mayor EBITDA de USD 37 millones principalmente por mayores ventas físicas y menores costos de transporte y otros aprovisionamientos)

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Goiás aumentaron en USD 22 millones**, que se explican principalmente por **(i)** mayores ventas de energía por **USD 69 millones**, explicadas por mayores ventas físicas (+231 GWh) y por aumento de la tarifa, **(ii)** incremento de otros servicios a clientes por **USD 5 millones** y **(iii)** mayores otros ingresos de explotación por **USD 2 millones**, que corresponden principalmente a ingresos por reconexión de clientes. Todo lo anterior parcialmente compensado por **USD 54 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **costos de explotación en Enel Distribución Goiás disminuyeron en USD 15 millones**, explicados por **(i) USD 39 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño, **(ii)** menores gastos de transporte por **USD 9 millones** y **(iii)** menores otros aprovisionamientos variables y servicios por **USD 8 millones**, que corresponden principalmente a menores costos de construcción por aplicación de CINIIF 12. Lo anterior parcialmente compensado por mayores compras de energía por **USD 41 millones** para cubrir la mayor demanda.

Los **gastos de personal en Enel Distribución Goiás** disminuyeron en **USD 3 millones**, debido principalmente a los menores efectos de conversión originados por la devaluación real brasileño.

Los **otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Goiás** aumentaron en **USD 3 millones**, que se explican por mayores gastos por servicios de lectura de medidores y atención a clientes por USD 9 millones, compensados por USD 6 millones de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0,8 p.p. llegando a 11,1% a marzo de 2019. El número de clientes de Enel Distribución Goiás ascendió 3,04 millones a marzo de 2019, lo que representó un aumento de 99 mil nuevos clientes respecto de igual período del año anterior.

### Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo Sociedad ingresada al perímetro de consolidación a contar de junio 2018. EBITDA de USD 112 millones.)

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo** ascendieron a **USD 915 millones** y su composición corresponde a **(i) ventas de energía por USD 766 millones**, equivalentes a 11.142 GWh de ventas físicas, **(ii) otras prestaciones de servicios por USD 87 millones** que corresponden a ingresos por servicios de peaje, y **(iii) otros ingresos de explotación en USD 62 millones**, de los cuales **USD 53 millones** se explican por ingresos por construcción relacionados a CINIIF12, e ingresos por multas a clientes por **USD 9 millones**.

Los **costos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo** ascendieron de **USD 696 millones**, y se explican de la siguiente forma **(i) compras de energía por USD 540 millones**, **(ii) gastos de transporte por USD 103 millones**, y **(iii) otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 53 millones**, que corresponden principalmente a costos de construcción por aplicación de CINIIF 12.

Los **gastos de personal en Enel Distribución Sao Paulo** ascendieron a **USD 56 millones**.

Los **otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Sao Paulo** ascendieron a **USD 51 millones**, principalmente por costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía ascienden a 9,5% a marzo de 2019. El número de clientes de Enel Distribución Sao Paulo ascendió a 7,23 millones a marzo de 2019.

### Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los USD 124 millones a marzo de 2019, lo que representa un aumento de USD 8 millones con respecto a igual período de 2018. Las principales variables, que explican este aumento a marzo de 2019, se describen a continuación:

#### Codensa S.A.: (Mayor EBITDA por USD 8 millones *principalmente por mayores ventas de energía debido a mayor precio medio de venta*)

Los **ingresos de explotación** en Codensa aumentan en **USD 11 millones**, o un 2,8% a marzo de 2019, y explican principalmente por **(i)** aumento de **USD 5 millones** por mayor venta físicas (+96 GWh), **(ii)** aumento por **USD 35 millones** atribuible a un mayor precio medio de la energía y **(iii)** aumento de **USD 6 millones** en ingresos por alquiler de postes y ductos, líneas y redes y arrendamiento de infraestructura. Lo anterior fue parcialmente compensado con **USD 35 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación de un 9,6% del peso colombiano en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** en Codensa aumentaron en **USD 5 millones** o 1,9% a marzo de 2019 y se explican principalmente por: **(i)** aumento de **USD 22 millones** por mayores compra de energía, de los cuales **USD 2 millones** se relacionan con mayor venta física (+11 GWh), y **USD 20 millones** a un mayor precio promedio de la energía y **(ii)** aumento de **USD 4 millones** en los gastos de transporte. Lo anterior fue parcialmente compensado con **USD 21 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del peso colombiano.

Los **gastos de personal** en Codensa disminuyeron en **USD 1 millón**, como consecuencia de una disminución de **USD 2 millones** debido a la devaluación del peso colombiano, compensado con aumento de **USD 1 millón** por un incremento en los sueldos y salarios respecto de igual período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** en Codensa disminuyen en **USD 1 millón**, principalmente por **USD 3 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del peso colombiano, compensado con aumento en los costos servicios por mantenimientos de líneas y redes por **USD 2 millones**.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.1 p.p. llegando a 7,8% a marzo de 2019. El número de clientes en Codensa es de 3,46 millones a marzo de 2019, lo que representó un aumento de 100 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.



### Perú

---

El **EBITDA** de nuestra filial Enel Distribución Perú S.A. alcanzó los **USD 70 millones** a marzo de 2019, lo que representa un aumento de **USD 14 millones** respecto de igual período de 2018.

#### Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor): ( Mayor EBITDA de USD 14 millones principalmente mayores ventas de energía e incremento de tarifa)

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Perú aumentaron en **USD 10 millones** principalmente explicados por mayores ventas de energía por **USD 16 millones**, de los cuales **USD 11 millones** se relacionan a un incremento en la tarifa y **USD 5 millones** a mayores ventas físicas (+130 GWh), compensados por **USD 6 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación de un 2,6% del nuevo sol peruano en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Perú disminuyeron en **USD 5 millones**, que se explican principalmente por **USD 2 millones** de menores costos variables por conexiones de líneas y cargos por mantenimiento y **USD 3 millones** por menores efectos de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano.

Los **gastos de personal** en Enel Distribución Perú se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** en Enel Distribución Perú aumentaron en **USD 1 millón** principalmente por trabajos de contratistas varios.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.2 p.p. alcanzando un 8,0% a marzo de 2019. El número de clientes en Enel Distribución Perú ascendió de 1,43 millones a marzo de 2019, lo que representó un aumento de 26 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 31 DE MARZO DE 2019



A continuación se muestra por segmento y país, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para las filiales del Grupo Enel Américas por los períodos terminados al 31 de marzo de 2019 y 2018.

Segmento	31 de marzo de 2019			31 de marzo de 2018		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
(Cifras en millones de USD)						
<b>Generación y Transmisión:</b>						
Argentina	62	(14)	48	55	(12)	43
Brasil	123	(10)	113	106	(9)	97
Colombia	176	(18)	158	176	(19)	157
Perú	74	(17)	57	76	(18)	58
<b>Total Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>435</b>	<b>(59)</b>	<b>376</b>	<b>413</b>	<b>(58)</b>	<b>355</b>
<b>Distribución:</b>						
Argentina	9	(25)	(16)	91	(14)	77
Brasil	296	(155)	141	166	(73)	93
Colombia	124	(33)	91	116	(31)	85
Perú	70	(15)	55	56	(14)	42
<b>Total Segmento de Distribución</b>	<b>499</b>	<b>(228)</b>	<b>271</b>	<b>429</b>	<b>(132)</b>	<b>297</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(25)	-	(25)	(22)	-	(22)
<b>Total Consolidados Enel Américas</b>	<b>909</b>	<b>(287)</b>	<b>622</b>	<b>820</b>	<b>(190)</b>	<b>630</b>

## Depreciación, Amortización, Deterioro

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a **USD 287 millones** a marzo de 2019, aumentando en **USD 97 millones** con respecto al mismo período del año 2018.

La depreciación y amortización fue de **USD 238 millones** a marzo de 2019, lo que representa un aumento de **USD 71 millones** con respecto al mismo período del año anterior. Lo anterior se explica fundamentalmente por: (i) un aumento en el **Grupo Enel Brasil** por **USD 64 millones**, principalmente por la incorporación de **Enel Distribución Sao Paulo** al perímetro de consolidación que aportó **USD 52 millones**, y mayor depreciación de **USD 11 millones** en Enel Distribución Río, por mayores activaciones, (ii) aumento en **Edesur** por **USD 7 millones** por mayores depreciaciones producto de la aplicación de la NIC 29.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** ascendieron a **USD 49 millones** a marzo de 2019, lo que representa un aumento neto de **USD 26 millones** respecto de marzo de 2018. Este aumento se explica por:

**Aumento de pérdidas por deterioro** en (i) **Grupo Enel Brasil** por **USD 19 millones**, principalmente por la incorporación de **Enel Distribución Sao Paulo** al perímetro de consolidación que aportó **USD 18 millones**, (ii) **Codensa** por mayores pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar por **USD 2 millones**, y (iii) **Edesur** mayores pérdidas por deterioro cuentas a cobrar de **USD 8 millones**, compensados por **USD 4 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del peso argentina en relación con el dólar americano por y a la aplicación de NIC 21, cuando una economía es hiperinflacionaria.

A nivel de **Depreciación, Amortización y Deterioro** para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto positivo de USD 3 millones y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de USD 17 millones.

# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 31 DE MARZO DE 2019



El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de las actividades continuadas por los períodos terminados al 31 de marzo de 2019 y 2018:

	Por los períodos terminados el 31 de marzo de			
	2019	2018	Variación	Variación n %
<b>RESULTADOS NO OPERACIONALES ACTIVIDADES CONTINUADAS</b>				
<i>(cifras en millones de USD)</i>				
<b>Ingresos Financieros:</b>				
Argentina	22	25	(3)	(12,0)
Brasil	88	42	46	109,5
Colombia	3	6	(3)	(50,0)
Perú	2	2	-	-
<b>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</b>	4	(2)	6	282,2
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>119</b>	<b>73</b>	<b>46</b>	<b>63,0</b>
<b>Gastos Financieros:</b>				
Argentina	(68)	(70)	2	2,9
Brasil	(219)	(74)	(145)	(195,9)
Colombia	(39)	(47)	8	17,0
Perú	(9)	(8)	(1)	(12,5)
<b>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</b>	(7)	(4)	(3)	(75,0)
<b>Total Gastos Financieros</b>	<b>(342)</b>	<b>(203)</b>	<b>(139)</b>	<b>(68,4)</b>
<b>Diferencias de cambio:</b>				
Argentina	35	20	15	(75,0)
Brasil	-	(12)	12	(100,0)
Colombia	-	-	-	(100,0)
Perú	(1)	-	(1)	(100,0)
<b>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</b>	14	(5)	19	374,9
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>48</b>	<b>3</b>	<b>45</b>	<b>(1.297,4)</b>
<b>Total Unidades Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>25</b>	<b>100</b>
<b>Total Resultado Financiero Enel Américas</b>	<b>(150)</b>	<b>(127)</b>	<b>(23)</b>	<b>(17,7)</b>
<b>Otros Resultados Distintos de la Operación</b>				
<b>Por los períodos terminados el 31 de marzo de</b>				
	2019	2018	Variación	Variación n
<b>Otras ganancias (pérdidas):</b>				
Argentina	-	-	-	-
Brasil	-	1	(1)	(100,0)
Colombia	-	-	-	-
Perú	-	-	-	-
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	-
<b>Total Otras Ganancias (Pérdidas)</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>	<b>(100,0)</b>
<b>Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:</b>				
Argentina	-	-	-	-
Brasil	-	-	-	-
Colombia	-	-	-	-
Perú	-	-	-	-
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	-
<b>Total Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total Otros Resultados Distintos de la Operación</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>	<b>(100,0)</b>
<b>Resultado Antes de Impuesto</b>	<b>472</b>	<b>504</b>	<b>(32)</b>	<b>(6,3)</b>
<b>Impuesto sobre sociedades:</b>				
Enel Américas (entidad holding)	3	-	3	100,0
Argentina	3	(32)	35	(109,4)
Brasil	(60)	(37)	(23)	(62,2)
Colombia	(70)	(75)	5	6,7
Perú	(32)	(27)	(5)	(19,4)
<b>Total Impuesto sobre Sociedades</b>	<b>(156)</b>	<b>(171)</b>	<b>15</b>	<b>9,0</b>
<b>Resultado después de impuestos de las actividades continuadas</b>	<b>316</b>	<b>333</b>	<b>(17)</b>	<b>(5,0)</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Después de Impuesto	-	-	-	-
<b>Resultado del Período</b>	<b>316</b>	<b>333</b>	<b>(17)</b>	<b>(5,0)</b>
<b>Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas</b>	<b>204</b>	<b>221</b>	<b>(17)</b>	<b>(7,7)</b>
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	112	112	0	-

### Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una pérdida de **USD 150 millones** a marzo de 2019, lo que representa una disminución de **USD 23 millones** en el resultado financiero respecto de marzo 2018. Esta variación se explica de la siguiente forma:

**(a) Mayores ingresos financieros por USD 46 millones** a marzo de 2019, principalmente explicados por **(i) USD 32 millones** atribuibles a la incorporación de **Enel Distribución Sao Paulo** al perímetro de consolidación, de los cuales destacan **USD 12 millones** de ingresos financieros por aplicación de CINIIF 12, **USD 4 millones** de intereses ganados por depósitos de caja y depósitos judiciales y **USD 16 millones** de intereses generados por cuentas por cobrar comerciales, **(ii) USD 22 millones** en **Enel Generación Fortaleza** por actualización financiera de Impuestos PIS/COFINS por cobrar, y **(iii) USD 9 millones** de menores ingresos en **Enel Distribución Río**, principalmente por una disminución en la actualización de activos financieros.

A nivel de **Ingresos Financieros** para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto negativo de **USD 3 millones** y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto positivo de **USD 1 millón**.

**(b) Mayores gastos financieros por USD 139 millones principalmente atribuibles a:** **(i)** mayores gastos por **USD 64 millones** debido a la incorporación al perímetro de consolidación de **Enel Distribución Sao Paulo**, generados principalmente por su deuda financiera por **USD 20 millones**, actualización financiera de provisiones civiles por **USD 14 millones**, actualización de Provisiones Post Empleo por **USD 22 millones** y otros gastos por **USD 8 millones**, **(ii)** mayores gastos financieros por **Enel Brasil** de **USD 58 millones**, relacionados con la deuda con Enel Finance International por compra Enel Distribución Sao Paulo, **(iii)** mayores gastos en **Enel Distribución Río** por **USD 4 millones**, principalmente comisiones bancarias, **(iv)** mayores gastos en **Enel Distribución Ceará** por **USD 2 millones**, principalmente comisiones bancarias, y **(v)** mayores gastos en **Enel Distribución Goiás** por **USD 4 millones**, por deudas bancarias.

A nivel de **Gastos Financieros** para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto positivo de **USD 8 millones** y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de **USD 2 millones**.

**(c) Los resultados por reajustes** presentan un aumento de **USD 25 millones** y corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 en Argentina. Reflejan el saldo neto que surge de aplicar inflación a los activos y pasivos no monetarios y a las cuentas de resultados que no se determinan sobre una base actualizada, convertido a dólar americano a tipo de cambio de cierre.

**(d) Mejores resultados por diferencias de cambio por USD 45 millones** debido principalmente a **(i)** diferencia de cambio positiva de **USD 23 millones** relativo a las cuentas a cobrar en moneda extranjera por créditos VOSA en Argentina, por las filiales **Enel Generación El Chocón S.A.** por **USD 16 millones**, **Central Dock Sud** por **USD 4 millones** y **Enel Generación Costanera S.A.** por **USD 3 millones**, todos ya netos de la aplicación de NIC 21 a economías hiperinflacionarias, **(ii)** diferencias de cambio positivas por **USD 7 millones** por cuentas a cobrar a CAMMESA, y **(iii)** diferencias de cambio positiva en **Grupo Enel Brasil** por **USD 19 millones** relacionados en cuentas a cobrar por Enel Cien a filiales argentinas CTM y TESA.

Lo anterior parcialmente compensado con diferencias de cambio negativas por **USD 7 millones** por deuda en moneda extranjera con Mitsubishi de nuestra filial **Enel Generación Costanera S.A.**, neto de la aplicación de NIC 21 a economías hiperinflacionarias.

A nivel de **Diferencias de Cambio** para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto negativo de **USD 4 millones**

### Impuesto sobre Sociedades

El **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** disminuyó su pérdida en **USD 15 millones**, o un **9,0%** a marzo de 2019, que se explica principalmente por **(i)** menor gasto de impuestos por **Enel Generación el Chocón** por **USD 8 millones**, principalmente explicados por los menores efectos de conversión, debido a la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano, **(ii)** menor gasto en **Central Dock Sud** por **USD 18 millones**, explicado principalmente por un beneficio fiscal por **USD 15 millones** originado por el revalúo de sus activos y pasivos no monetarios fiscales y **USD 3 millones** de menores efectos de conversión, **(iii)** menor gasto en **Edesur** por **USD 15 millones**, de los cuales **USD 9 millones** se explican por menores resultados financieros y **USD 6 millones** por los menores efectos de conversión, **(iv)** menores impuestos en **Codensa** por **USD 2 millones** y en **Emgesa** por **USD 3 millones**, principalmente por los menores efectos de conversión que generó la devaluación del peso colombiano respecto del dólar americano, y **(v)** menor gasto en **Enel Distribución Ceará** por **USD 6 millones**, por menores resultados financieros.

Lo anterior parcialmente compensado con mayores gastos por impuestos en **(i)** **Enel Distribución Goías** por **USD 21 millones**, de los cuales **USD 14 millones** se explican por mejores resultados financieros y **USD 7 millones** por menores beneficios sobre perjuicios fiscales, y **(ii)** **Enel Generación Fortaleza** por **USD 16 millones** por mejores resultados financieros.

A nivel de **Impuestos** para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto negativo de **USD 1 millones** y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de **USD 7 millones**.

## ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos (millones de US\$)	mar-19	dic-18	Variación	% Variación
Activos Corrientes	6.987	6.384	603	9,4%
Activos No Corrientes	21.038	21.012	26	0,1%
<b>Total Activos</b>	<b>28.025</b>	<b>27.396</b>	<b>629</b>	<b>2,3%</b>

El total de activos de la Enel Américas al 31 de marzo de 2019 aumentó en **USD 629 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2018, principalmente como consecuencia de:

- Los **Activos Corrientes** presentan un **aumento de USD 603 millones**, equivalente a un 9,4%, principalmente atribuible a:
  - **Aumento del Efectivo y efectivo equivalente por USD 21 millones**, compuesto principalmente por: (i) Ingreso de flujos operacionales por **USD 291 millones**, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros pagos, (ii) aumento por flujo de actividades de financiamiento por **USD 95 millones**, que corresponden a: Importes por préstamos por **USD 971 millones** de los cuales créditos bancarios ascendieron a **USD 341 millones**, bonos a **USD 562 millones** y otras deudas financieras por **USD 69 millones**, compensado con pagos de préstamos por **USD 617 millones**, de los cuales **USD 239 millones** correspondieron a créditos bancarios, **USD 287 millones** a Bonos y **USD 91 millones** a otras deudas financieras, pagos de intereses por **USD 123 millones** y por pagos de dividendos por **USD 136 millones**, (iii) disminución de flujos por actividades de inversión por **USD 360 millones**, que corresponden a: pagos por compras de propiedades plantas y equipos e intangibles por **USD 398 millones**, pagos de otras salidas por **USD 16 millones**, compensados con intereses recibidos por **USD 42 millones** y cobros instrumentos de deuda por **USD 12 millones** y finalmente (iv) menos efecto de los cambios en las tasas de cambio por **USD 5 millones**.
  - **Aumento de Otros activos no financieros Corrientes por USD 91 millones**, corresponden principalmente a aumento en IVA Crédito Fiscal por **USD 47 millones**, Gastos Pagados por anticipado por **USD 11 millones**, Servicios Eficiencia Energética en filiales brasileñas por **USD 23 millones** y Otros por **USD 10 millones**.

- **Aumento de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por USD 486 millones**, que se explica principalmente por **(i) Enel Distribución Río por USD 208 millones**, que corresponden a traspasos desde largo plazo por **USD 96 millones**, **USD 31 millones** por aumento revisión tarifaria y por **USD 81 millones** menor cesión de créditos, **(ii) Enel Distribución Sao Paulo por USD 86 millones**, que corresponden a traspasos desde largo plazo por **USD 207 millones**, mayores ingresos por tarifa por **USD 13 millones**, compensados con liquidación de activos y pasivos sectoriales por **USD 134 millones**, **(iii) Enel Distribución Goias por USD 13 millones**, principalmente por traspaso desde largo plazo por **USD 43 millones**, compensado con menores efectos de activos y pasivos sectoriales por **USD 30 millones**, **(iv) Enel Generación Fortaleza por USD 17 millones**, principalmente por mayores ventas de energía, **(v) Enel Distribución Ceará por USD 19 millones**, principalmente por mayores cuentas a cobrar, **(vi) Edesur por USD 39 millones**, correspondiente a mayores créditos por cobrar por **USD 73 millones**, compensado por **USD 34 millones** correspondiente al efecto de conversión por la devaluación del peso argentino, **(vii) Enel Generación El Chocón por USD 28 millones** que se explican por traspaso desde largo plazo de cuenta por cobrar a VOSA, **(viii) Enel Generación Costanera por USD 46 millones**, correspondiente a mayores cuentas a cobrar a CAMMESA por la inflación interna y **(ix) Codensa por USD 8 millones**, por mayor facturación de cuentas a cobrar comerciales.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 31 DE MARZO DE 2019



- Aumento de los **Activos No Corrientes por USD 26 millones**, equivalente a un 0,1%, principalmente por:
- **Aumento de Otros activos financieros no corrientes por USD 49 millones**, debido principalmente a aumento de cuentas a cobrar por aplicación de CINIIF12 en nuestras filiales brasileñas.
  - **Disminución de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por USD 185 millones**, principalmente se explican por disminución de los Activos Regulatorios a Cobrar en filiales brasileñas, principalmente por traspasos al corto plazo.
  - **Aumento de Propiedades, plantas y equipos por USD 162 millones** compuesto principalmente por **(i) aumento de USD 146 millones** por nuevas inversiones, **(ii) valores iniciales por aplicación IFRS 16 por USD 75 millones**, **(iii) otros incrementos por USD 151 millones** producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas, y **(iv) aumento otros varios por USD 6 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por **(i) disminución por USD 96 millones** en los efectos de conversión a dólar americano desde las distintas monedas funcionales de las sociedades filiales, **(ii) depreciación y pérdidas por deterioro por USD 118 millones** y **(iii) otros bajas y traspasos por USD 2 millones**.



# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 31 DE MARZO DE 2019



Pasivos y Patrimonio (millones de US\$)	mar-19	dic-18	Variación	% Variación
Pasivo Corriente	9.682	9.650	32	0,3%
Pasivo No Corriente	9.405	8.914	491	5,5%
Patrimonio Total	8.938	8.832	106	1,2%
Atribuible a los propietarios de la controladora	6.918	6.724	194	2,9%
Participaciones no controladoras	2.020	2.108	(88)	(4,2%)
<b>Total patrimonio y Pasivos</b>	<b>28.025</b>	<b>27.396</b>	<b>629</b>	<b>2,3%</b>

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 31 de marzo de 2019 **aumentan en USD 629 millones** respecto de diciembre 2018, principalmente como consecuencia de:

- **Los Pasivos Corrientes aumentaron en USD 32 millones**, explicado principalmente por:
  - **Disminución de los Otros Pasivos Financieros corrientes por USD 114 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por (i) disminución de **USD 42 millones** en **Enel Distribución Río**, por disminución de créditos bancarios por **USD 89 millones**, neto de aumento por intereses devengados y traspasos desde el largo plazo, (ii) disminución de **USD 49 millones** en **Codensa**, principalmente por pagos de créditos bancarios y bonos (iii) disminución por **USD 136 millones** en **Emgesa**, por pagos de bonos, neto de intereses devengados y (iv) disminución por **USD 38 millones** en **Grupo Enel Perú**, principalmente por pagos de créditos bancarios. Lo anterior está parcialmente compensado con (i) aumento **USD 129 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo**, principalmente por el aumento de deuda por emisión de bonos por **USD 130 millones**, que incluye intereses devengados, traspasos desde el largo plazo, más el efecto de primera aplicación de IFRS 16 por USD 11 millones, (ii) aumento de **USD 9 millones** en **Enel Distribución Goias**, principalmente por aumento en emisión de bonos por **USD 56 millones**, que incluye intereses devengados y traspasos desde el largo plazo, más el efecto de primera aplicación de IFRS 16 por **USD 4 millones** neto de pagos por bonos y préstamos bancarios por **USD 97 millones** y (iii) aumento en **Enel Américas** por **USD 10 millones**, por intereses devengados del período.
  - **Aumento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por USD 201 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por (i) aumento de **USD 152 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo**, principalmente por mayores proveedores de compras de energía, traspasos desde el largo plazo y una reclasificación desde provisiones por **USD 69 millones**, como consecuencia del termino de un juicio con Eletrobrás, (ii) aumento en **Enel Distribución Río** por **USD 107 millones** de provisiones compra de energía y de pasivos sectoriales. Lo anterior parcialmente compensado por una disminución en **Enel Distribución Ceará** por **USD 47 millones**, principalmente por menores cuentas por pagar con proveedores de compras de energía.

- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por USD 17 millones** principalmente explicadas por intereses devengados en deudas con Enel Finance International.
  - **Disminución Otras provisiones corrientes por USD 69 millones** principalmente por (i) disminución de **USD 63 millones** de **Enel Distribución Sao Paulo**, que corresponde al traspaso de la deuda de Eletrobras hacia cuentas por pagar comerciales y (ii) disminución por **USD 6 millones** en **Emgesa**, principalmente por traspaso pasivos medioambientales al largo plazo.
- **Los Pasivos No Corrientes aumentan en USD 491 millones**, equivalente a un 5,5%, de variación explicado principalmente por:
- **Aumento de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por USD 590 millones**, principalmente explicado por (i) aumento de deuda de **Enel Distribución Ceara** por **USD 164 millones**, por emisión nueva emisión de bono por **USD 169 millones**, neta de traspasos al corto plazo, más el efecto de aplicación inicial de IFRS 16 por USD 3 millones y (ii) aumento en **Enel Distribución Río** por **USD 95 millones**, por obtención de nuevos préstamos **USD 130 millones**, neto de neto de los traspasos al corto plazo, más el efecto de aplicación inicial de IFRS 16 por USD 3 millones, (iii) aumento en **Enel Distribución Goias** por **USD 108 millones**, explicados fundamentalmente por obtención nuevos préstamos **USD 147 millones**, neto de traspaso al corto plazo y de efecto de conversión, más el efecto de aplicación inicial de IFRS 16 por USD 4 millones (iv) aumento de **USD 20 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo**, principalmente por los efectos de reconocimiento inicial de la IFRS 16 por USD 24 millones neto de los efectos de conversión, (v) aumento de **USD 29 millones** en **Emgesa** principalmente por los efectos de la devaluación del peso colombiano y por los efectos de la adopción inicial de IFRS 16 por USD 2 millones y (vi) aumento de **USD 170 millones** en **Codensa**, principalmente por nuevas emisiones de Bonos **USD 153 millones**, neto de traspasos al corto plazo y efectos de conversión del peso colombiano, más el efecto de aplicación inicial de IFRS 16 por USD 6 millones.
  - **Aumento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por USD 242 millones**, que se explica principalmente por **Enel Distribución Sao Paulo** por **USD 290 millones**, principalmente por una reclasificación desde provisiones por **USD 323 millones**, como consecuencia del termino de un juicio con Eletrobrás, menos traspasos al corto plazo y efectos de conversión. Lo anterior está parcialmente compensado por disminución en **Enel Distribución Goias** por **USD 39 millones**, principalmente por traspaso al corto plazo de pasivos regulatorios, neto de los efectos de conversión, y por **Edesur** por **USD 14 millones**, principalmente por los efectos de devaluación del peso argentino.

- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por USD 307 millones**, que se explica principalmente por **Enel Distribución Sao Paulo por USD 318 millones**, debido a traspaso de la deuda con Eletrobras a cuentas por pagar comerciales, neto de los efectos de conversión, compensado con aumento en **Emgesa por USD 7 millones**, por traspaso desde corto plazo de pasivos medioambientales.
- **Disminución de Pasivo por Impuestos Diferidos USD 15 millones**, que se explica principalmente los efectos de conversión generadas en las distintas filiales de Enel Américas.
- **Disminución de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por USD 12 millones**, que se explica principalmente por **Enel Distribución Sao Paulo** y por **Enel Distribución Río** por pagos del período, netos de actualización financiera.
- **Patrimonio Total aumentó en USD 106 millones, se explica por:**

**El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora aumentó en USD 194 millones** principalmente por **(i) aumento utilidad del período por USD 204 millones**. Lo anterior fue compensado por **(i) una disminución de USD 10 millones** en otras reservas negativas, que se explica por diferencia por conversión de **USD 82 millones**, compensada con un aumento de la reserva de cobertura flujo de caja por **USD 1 millón** y por aumento de otras reservas por **USD 71 millones**, que corresponden principalmente al ajuste por inflación sobre las cuentas patrimoniales de las filiales argentinas.

**Las participaciones no controladoras** disminuyeron en **USD 88 millones** explicado principalmente por **(i) una disminución de USD 230 millones** por el pago de dividendos y **(ii) disminución de USD 10 millones** en los resultados integrales. Lo anterior, compensado por **(i) aumento de utilidad del período por USD 112 millones** y **(ii) aumento de otras reservas por USD 40 millones** que corresponden principalmente al ajuste por inflación sobre las cuentas patrimoniales de las filiales argentinas.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS  
AL 31 DE MARZO DE 2019



La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

Indicador Financiero		Unidad	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2018	Variación	Variación (%)
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,72	0,66		0,06	9,1%
	Razón Ácida (1)	Veces	0,68	0,63		0,06	9,3%
	Capital de Trabajo	MMUSD	(2.695)	(3.267)		572	(17,5%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento	Veces	2,14	2,10		0,0	1,6%
	Deuda Corto Plazo	%	50,7%	52,0%		(1,3)	(2,4%)
	Deuda Largo Plazo	%	49,3%	48,0%		1,3	2,6%
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	3,38		4,08	(0,70)	(17,2%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	17,4%		22,5%	(5,1)	(22,9%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	17,3%		13,0%	4,3	33,4%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	6,3%		7,1%	(0,8)	(10,7%)

(1) Activo corriente neto de inventarios

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

-La **liquidez corriente al 31 de marzo de 2019** alcanzó 0,72 veces, presentando un aumento de 9,1% con respecto a diciembre 2018, explicado principalmente por el aumento de los activos corrientes.

-La **razón ácida al 31 de marzo de 2019** alcanzó 0,68 veces, presentando un aumento de 9,3% con respecto al 31 de diciembre de 2018, también explicado por el aumento de los activos corrientes.

-El **capital de trabajo al 31 de marzo de 2019** fue de menos USD 2.695 millones, que refleja una mejora respecto al 31 de diciembre de 2018, también explicado por el aumento de los activos corrientes.

-La **razón de endeudamiento se sitúa en 2,14 veces al 31 de marzo de 2019**, aumento de un 1,6% respecto del 31 de diciembre de 2018.

-La **cobertura de costos financieros por el período terminado al 31 de marzo de 2019** fue de 3,38 veces, lo cual representa una disminución de 17,2% comparado con el mismo período del año anterior, debido a un mayor costo financiero.

-El índice de rentabilidad medido en términos del **resultado de explotación sobre los ingresos de explotación** alcanzó un 17,4% al 31 de marzo de 2019.

La **rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un 17,3%, lo que representa un aumento de un 33,4%, producto de aumento por aplicación nuevas NIC 29 neto de una disminución en el resultado atribuible a los propietarios respecto al periodo anterior.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 6,3% al 31 marzo de 2019, lo que representa una reducción de un 10,7%, debido principalmente a una disminución del resultado del período respecto del mismo período del año anterior.

### PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El flujo de efectivo neto alcanzó los USD 26 millones a marzo de 2019, lo que representa un aumento de USD 293 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican esta disminución en los flujos de efectivo neto, comparado con marzo 2018, se describen a continuación:

Flujo de Efectivo (millones de US\$)	mar-19	mar-18	Variación	% Variación
Flujo de la Operación	291	129	162	125,6%
Flujo de Inversión	(360)	(372)	12	(3,2%)
Flujo de Financiamiento	94	(24)	118	(491,7%)
<b>Flujo neto del período</b>	<b>26</b>	<b>(267)</b>	<b>293</b>	<b>(109,7%)</b>

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación alcanzaron **USD 291 millones** a marzo de 2019, representando un aumento del 125,6% con respecto a igual período del año anterior. La variación se explica por un aumento neto en las **Clases de cobros por actividades de operación**, principalmente en (i) mayores cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por **USD 1.185 millones**, (ii) mayores otros cobros por actividades de operación por **USD 19 millones**, (iii) menores cobros procedentes de regalías y comisiones por **USD 2 millones**, y (iv) menores cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por **USD 19 millones**. Estos efectos fueron parcialmente compensados por las **Clases de pagos en efectivo procedentes de operación**, principalmente en (i) mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por **USD 399 millones**, (ii) mayores pagos a y por cuenta de los empleados por **USD 38 millones**, (iii) mayores otros pagos por actividades de operación por **USD 636 millones**, (iv) menores pagos de impuesto a las ganancias **USD 4 millones**, y (v) menores otras salidas de efectivo por **USD 48 millones**.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión fueron salidas por **USD 360 millones** a marzo de 2019, que se explican principalmente por; (i) desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **USD 247 millones**, (ii) incorporación de activos intangibles por **USD 152 millones** (iii) pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por **USD 3 millones**, (iv) inversiones a más de 90 días por **USD 49 millones** y (v) otras salidas por **USD 16 millones**. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por (i) Intereses recibidos por **USD 43 millones**, (ii) el rescate de inversiones a más de 90 días por **USD 61 millones** y (iii) otras entradas por **USD 3 millones**.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación fueron entradas por **USD 94 millones** a marzo 2019, originados principalmente por la obtención de préstamos por **USD 971 millones**, de los cuales Bancos son **USD 341 millones**, Bonos son **USD 562 millones** y otros por **USD 69 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por (i) pagos de préstamos por **USD 606 millones**, que incluye pagos **USD 239 millones** por Bancos, **USD 287 millones** por Bonos y otros pagos por **USD 80 millones**, (ii) pago de dividendos por **USD 136 millones** a terceros, (iii) pago de intereses por **USD 123 millones**, (iv) pagos de pasivos por arrendamientos financieros **USD 10 millones**, y (v) otros pagos por **USD 2 millones**.

A continuación se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos a marzo de 2019 y 2018.

**Información Propiedad , Planta y Equipos por Entidad**  
**31 de diciembre de 2018 y 2017**  
(millones de USD)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos		Depreciación	
	2019	2018	2019	2018
Enel Generación Chocon S.A.	0	0	4	1
Enel Generación Costanera S.A.	1	13	3	8
Emgesa S.A.E.S.P.	25	19	18	19
Enel Generación Perú S.A.	13	9	13	13
Celg Distribución	32	51	21	22
EGP Cachoeira Dourada S.A.	0	0	2	2
Enel Generación Fortaleza	1	3	6	3
Enel Cien S.A.	0	0	2	4
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	58	-	52	-
Edesur S.A.	51	45	12	5
Enel Distribución Perú S.A.	47	21	14	13
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	36	40	34	23
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	43	44	16	15
Codensa S.A.	87	83	30	30
Enel Trading Argentina S.R.L.	-	-	0	0
Central Dock Sud S.A.	1	0	7	4
Enel Generación Piura S.A.	1	3	3	4
Holding Enel Americas y Sociedades de Inversión	1	2	2	1
<b>Total</b>	<b>398</b>	<b>333</b>	<b>238</b>	<b>167</b>

(\*) Incluye activos intangibles por concesiones

### PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL AMERICAS S.A.

**Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.**

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en los países en que operan. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

**Las actividades del grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Américas cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.**

Enel Américas y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Américas no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

**La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.**

Las operaciones del grupo Enel Américas incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Américas ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo.

Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

**La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de “commodities” y tipo de cambio de divisas.**

### POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas están expuestas a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
  - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
  - II. Criterios sobre contrapartes.
  - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enel Américas.



### 21.1 Riesgo de tasa de interés.

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

**Posición bruta:**

	31-03-2019	31-12-2018
	%	%
Tasa de interés fijo	54%	59%

### 21.2 Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde subsidiarias en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

### 21.3 Riesgo de “commodities”.

El Grupo Enel Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 31 de Marzo de 2019, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 3.96 GWh. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. Al 31 de Marzo de 2019 se han liquidado en el año 5.59 GWh de contratos de venta y 1.32 GWh. de compra de futuros de energía.

Al 31 de Diciembre de 2018, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 5.28 GWh. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. A 31 de Diciembre de 2018 se han liquidado en el año 10.92 GWh de contratos de venta y 7.2 GWh. de compra de futuros de energía.

### 21.4 Riesgo de liquidez.

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas (ver Notas 20 y 22).

Al 31 de marzo de 2019, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de USD 1.926 millones en efectivo y otros medios equivalentes y USD 650 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de USD 1.904 millones en efectivo y otros medios equivalentes y USD 1.000 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

### 21.5 Riesgo de crédito.

El Grupo Enel Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

#### Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

### Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

### 21.6 Medición del riesgo.

El Grupo Enel Américas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años. El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a USD 699 millones.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto, este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

### Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Enel Américas, está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado o cross default. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de Enel Américas.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Enel Américas o de Subsidiarias Significativas de Enel Américas, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$150 millones, podría dar lugar al pago anticipado de crédito bancario bajo ley del Estado de Nueva York. Además, este crédito contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Américas, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 150 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de esos créditos.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable de cualquier deuda de Enel Américas individual o de alguna subsidiaria significativa (según se define contractualmente) con un monto de capital que exceda los US\$150 millones, o su equivalente en otras monedas, podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de una parte sustancial de los bonos Yankee.

Por último, en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito locales de Enel Américas, el pago anticipado de estas deudas, se desencadena sólo por incumplimiento del Emisor o Deudor, es decir de Enel Américas, no haciendo referencia a sus filiales extranjeras. En el caso de los bonos locales, el cross default se puede desencadenar en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. En el caso de las líneas locales, el cross default se desencadena si el monto en mora en una deuda excede los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además se cumplen condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas no han sido desembolsadas.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de Enel Américas por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

## VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad filial, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.e) de los Estados Financieros.

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas.